



GESEL

Grupo de Estudos do Setor Elétrico

UFRJ

A Agenda para a Liberalização do Mercado de Energia Elétrica no Brasil: Convergências e Divergências às Melhores Práticas Internacionais

Katia Rocha
Maria Bernadete Sarmiento Gutierrez
Thereza Aquino
Nivalde de Castro

TDSE

Texto de Discussão do Setor Elétrico

Nº 127

Setembro de 2024
Rio de Janeiro

TDSE

Texto de Discussão do Setor Elétrico N° 127

A Agenda para a Liberalização do Mercado de Energia Elétrica no Brasil: Convergências e Divergências às Melhores Práticas Internacionais

Katia Rocha

Maria Bernadete Sarmiento Gutierre

Thereza Aquino

Nivalde de Castro

O presente estudo está vinculado ao projeto de P&D: “Análise de desenhos de mercado internacionais para subsidiar inovações regulatórias frente à abertura do mercado elétrico brasileiro”, desenvolvido pelo Gesel para a EDP, vinculado ao Programa de PD&I da Aneel. As informações contidas, não refletem necessariamente a posição das entidades citadas.

ISBN: 978-65-86614-94-7

Setembro de 2024

SUMÁRIO

1. INTRODUÇÃO	3
2. O PANORAMA DA AGENDA DAS REFORMAS ESTRUTURAIS DO SETOR ELÉTRICO MUNDIAL	6
2.1. PRINCIPAIS EXPERIÊNCIAS INTERNACIONAIS.....	8
2.2. AS REFORMAS ESTRUTURAIS DO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO	11
2.3. A RACIONALIDADE DA ATUAÇÃO DO ESTADO NO SETOR DE ENERGIA: PLANEJADOR E REGULADOR	15
3. INDICADORES DE REGULAÇÃO DO MERCADO DE PRODUTOS DA OCDE: O EQUILÍBRIO ENTRE ESTADO E MERCADO	19
3.1. ANÁLISE DOS INDICADORES PMR: BRASIL X MELHORES PRÁTICAS INTERNACIONAIS	23
4. A AGENDA DE LIBERALIZAÇÃO DO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO	34
4.1. ABERTURA DE MERCADO AO CONSUMIDOR CATIVO	36
4.2. SUBSÍDIOS CRUZADOS E ASSIMETRIAS ENTRE ACR E ACL	37
4.3. APRIMORAMENTOS REGULATÓRIOS PARA ABERTURA E CONCORRÊNCIA	43
4.4. TRANSPARÊNCIA E SIMPLIFICAÇÃO DAS TARIFAS	45
5. CONSIDERAÇÕES FINAIS	48
REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	53

1. Introdução

O processo de reestruturação do setor de energia elétrica vem ocorrendo, desde a final da década de 80, em diversos e importantes países, no qual o Reino Unido foi pioneiro em empreender um processo de liberalização do mercado elétrico na busca de maior eficiência e redução de custos. O principal elemento diferenciador foi que o tradicional modelo de integração vertical sob o comando dos grandes grupos estatais, muito comum na maioria dos países, passou por amplas reformas estruturais, diante do reconhecimento da necessidade de tornar a cadeia produtiva do setor elétrico mais competitivo, buscando gerar benefícios para os consumidores frente às estruturas verticalizadas que, em sua grande maioria operavam sob o regime contratual de tarifas pelo custo, sem nenhum grau de estímulo à concorrência.

Neste contexto, as reformas tiveram como elemento comum o processo de desverticalização dos segmentos que formam a cadeia produtiva do setor elétrico, com a introdução da concorrência nos segmentos de geração e comercialização de energia. Para os segmentos de transmissão e distribuição, exemplos típicos de indústria de rede, a estrutura de mercado mais eficiente é dos monopólios naturais, colocando as empresas sobre forte regulação. Para tanto, foram criadas agências reguladoras. Esse processo ocorreu de forma simultânea às iniciativas da União Europeia com o objetivo de impulsionar a liberalização do Mercado Único de Energia.

Os países emergentes também adotaram muitos dos principais componentes dessas reformas estruturais com programas razoavelmente bem-sucedidos, embora a abertura e concorrência no varejo tenham tido um grau de variabilidade muito maior entre esses países.

No Brasil, a primeira reforma do SEB, na década de 90, partiu da privatização prioritariamente das empresas distribuidoras, inspirada na experiência do Reino Unido, porém em um contexto de grave crise fiscal. Basicamente, o objetivo principal era a criação de um mercado para repassar aos agentes privados a responsabilidade dos investimentos nos segmentos de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica, em função da fragilidade financeira das empresas estatais e estaduais, notadamente da Eletrobras, impactadas pela crise fiscal dos governos central e estaduais, derivados da aceleração inflacionária dos anos de 1980.

Desta forma, destaca-se, ao nível mundial e nacional, que as reformas estruturais liberalizantes reduziram a participação do Estado como proprietário-investidor, sendo incrementada as funções de regulação, coordenação e planejamento.

Mais recentemente, em escala global, a emergência da questão ambiental e as políticas de combate às mudanças climáticas deram ao tema de descarbonização papel central na agenda setorial. Neste sentido, as reformas liberalizantes do setor de energia devem ocorrer simultaneamente a processos que visem à redução das emissões de gases efeito estufa (GEE). Coloca-se, de maneira imperativa, a análise de como implementar esses dois processos de forma harmoniosa, em um contexto de rápidas mudanças tecnológicas, que tendem a impactar muito mais o segmento da distribuição.

Alguns desenvolvimentos têm tido relevante influência sobre a relação entre liberalização e descarbonização, destacando-se a presença crescente das fontes renováveis nas matrizes energéticas, onde o Brasil detém posição ímpar. Essa dinâmica, motivada por políticas de descarbonização e reduções de custos de geração de energia, potencialmente atua no sentido de alimentar os processos mutuamente, uma vez que um ambiente de maior abertura de mercado favorece a entrada de novos agentes em um contexto de preços declinantes destas tecnologias de energia solar e eólica. O rápido desenvolvimento de tecnologias digitais de controle e base de dados, abrem novas possibilidades de gestões de sistemas e demanda mais flexível, considerando a crescente eletrificação e participação da geração distribuída¹.

No cenário delineado acima, em que a transição para uma economia de baixo carbono se tornou imperativa no Século XXI e em que o Estado, em todos os países, é um ator fundamental, o objetivo último deste estudo é prover um enquadramento e uma base analítica fundamentada por uma avaliação das melhores práticas internacionais dos diferentes desenhos de mercado, para subsidiar inovações e novos desenhos regulatórios frente à abertura inexorável do mercado elétrico brasileiro.

Objetiva-se, dessa forma, fornecer ao formulador de políticas públicas e agentes privados (*stakeholders* do setor) uma base empírica sólida que possa servir para aprimorar e identificar os aspectos essenciais para o aprimoramento do desenho

¹ Ver Robinson e Keay (2017).

do mercado elétrico brasileiro, com foco na liberalização da comercialização de energia elétrica para todos os consumidores, em especial o mais atrasado neste processo que são os de baixa tensão.

Toma-se como ponto de partida a exploração da base de dados da OCDE, conhecida como Indicadores de (PMR) Regulação do Mercado de Produtos (OCDE, 2023), para o setor de energia elétrica, analisados à luz das reformas liberalizantes e das estruturas de governança regulatória de um conjunto de países selecionados. Com esta análise, buscam-se conclusões que possam servir para mapear as etapas necessárias para alcançar os objetivos de eficiência, equidade e sustentabilidade, preconizado pelo ODS 7, em um processo de liberalização do setor elétrico.

O texto está organizado da seguinte forma. Após esta introdução, a Seção 2 sistematiza um panorama da agenda de reformas estruturais do setor elétrico, trazendo como referência os pilares regulatórios referenciados nas melhores práticas internacionais e a racionalidade da atuação do Estado sob a ótica do planejador e regulador. A Seção 3 examina os indicadores de PMR da OCDE, ressaltando a importância de uma efetiva regulação como promotora da concorrência de mercado, com benefícios de natureza variada, desde ganhos econômicos a ganhos de bem-estar social, que podem servir de elementos norteadores da liberalização de mercado. Ainda na Seção 3, realiza-se a comparação de diversas dimensões regulatórias do SEB com países selecionados, de modo a identificar as convergências e divergências em direção às melhores práticas internacionais. A Seção 4 apresenta o alinhamento da agenda de modernização do SEB, em especial no tocante à abertura de mercado aos consumidores cativos, com às melhores práticas internacionais referenciadas nos Indicadores PMR. Por fim, a Seção 5 discorre sobre as conclusões e recomendações, que, em suma, firmam uma premissa central, com bases na análise das evidências empíricas derivadas das múltiplas experiências internacionais e que a liberalização do mercado varejista, dos consumidores de baixa tensão, é essencial e estratégica para trazer maiores e melhores benefícios, graças aos estímulos à concorrência.

2. O Panorama da Agenda das Reformas Estruturais do Setor Elétrico Mundial

As reformas estruturais, regulatórias e que definiram novos desenhos de mercado para o setor elétrico foram implementadas, em maior escala, a partir da década de 90 em inúmeros países, tendo como elemento e resultante comum, a desverticalização dos monopólios integrados, formados até então por grandes grupos estatais e privados.

Iniciativas de privatização e introdução de mecanismos baseados em regulação de desempenho e competitividade proporcionaram reduções de custos significativos e melhorias na qualidade do serviço. A reforma induziu o desenvolvimento do mercado atacadista de energia elétrica e uma mobilização relevante de investimentos no setor que passou de forma rápida para a égide dos agentes privados.

Joskow (2008) sintetiza as lições advindas das reformas estruturais de liberalização do setor elétrico nos últimos 20 anos. Segundo o autor, o objetivo da reforma foi criar novos desenhos institucionais para o setor de energia elétrica, com benefícios de longo prazo para a sociedade, através de preços que reflitam o custo econômico eficiente do fornecimento de eletricidade e respectivos atributos de qualidade de serviço. As reformas basearam-se em 11 pilares:

- i. Privatização de empresas estatais, principalmente na geração e comercialização, visando aumentar a concorrência nesses segmentos;
- ii. Separação vertical dos segmentos potencialmente competitivos (geração e comercialização) daqueles regulados relativos a monopólio natural de rede (distribuição e transmissão);
- iii. Aumento da concorrência no segmento de geração, para mitigar o poder de mercado e garantir um mercado atacadista competitivo;
- iv. Designação de um único operador independente do sistema, para gerenciar a operação da rede, o atendimento à demanda, a capacidade física e os parâmetros da rede (frequência, tensão e estabilidade), de forma a orientar os investimentos de transmissão;
- v. Criação de um mercado *spot*, de negociação voluntária e transparente, para equilibrar os requisitos em tempo real entre oferta e demanda de energia e facilitar transações econômicas entre fornecedores e entre compradores e vendedores (contratos bilaterais ou despachos), integrados com a capacidade de transmissão (preço locacional refletindo o custo marginal, perdas e congestão da rede);

- vi. Desenvolvimento de instrumentos de resposta à demanda, visando integrar as respostas do lado da demanda aos preços da energia no mercado atacadista e varejista;
- vii. Aplicação de regras regulatórias para promover o acesso eficiente à rede de transmissão por compradores e vendedores atacadistas, a fim de facilitar a competição;
- viii. Separação (*unbundling*) das tarifas de comercialização de energia no varejo e do serviço monopolista de rede (fio);
- ix. Responsabilização das empresas de distribuição para com o fornecimento dos consumidores sem acesso ao mercado competitivo varejista (cativos), via processos competitivos de aquisição de energia no mercado;
- x. Estabelecimento de agência reguladora de capacidade técnica e independente, com boas informações sobre estruturas de custos e qualidades de serviços, autoridade de fiscalização e adoção de regulação baseada em indicadores de performance; e
- xi. Desenho e implantação de mecanismos de transição compatíveis com o desenvolvimento de mercados competitivos do sistema vigente para o novo.

A estratégia de abrir a concorrência no varejo deveria permitir que os consumidores escolhessem o fornecedor de energia com base na melhor combinação entre preço e qualidade do serviço para atender às suas necessidades. Desta forma as demandas individuais e preferência dos consumidores, passaram a contar gradativamente com:

- i. Maior variedade de produtos e serviços de varejo;
- ii. Gerenciamento de risco;
- iii. Gerenciamento de demanda; e
- iv. Novas oportunidades para diferenciação da qualidade e custo do serviço.

Em suma, os programas mais bem-sucedidos seguiram o “modelo de livro texto” (*on the book*) descrito acima, com a privatização de empresas estatais e a reestruturação vertical e horizontal para facilitar a concorrência e mitigar potenciais problemas de subsídios cruzados.

2.1. Principais Experiências Internacionais

O Reino Unido se configurou como o país paradigma, com reformas que seguiram a arquitetura básica descrita acima e induziram a melhorias significativas de desempenho em muitas dimensões. A combinação de entrada de novos geradores, desestatização de geradores existentes e investimentos na transmissão fez o mercado atacadista se tornar estruturalmente mais competitivo.

O Chile é frequentemente identificado como o primeiro país, na América do Sul, a implementar reforma no setor elétrico (Raineri, 2006), a partir da década de 1980, com uma reestruturação mais concentrada na regulação do que em uma ampla concorrência. Privatização, regulação por incentivos, mercado *spot* simulando um mercado competitivo, obrigações contratuais impostas a empresas de distribuição e livre entrada de fornecedores de energia em resposta a preços configuraram e qualificam o novo desenho de mercado.

Segundo Littlechild (2018), nos EUA, a opção de escolha do consumidor varejista residencial é uma realidade apenas em 14 estados, que representam um terço de toda a energia consumida no país. O estado do Texas, considerado o estado paradigmático americano, implementou a reforma e o desenho de mercado que seguiram muitos dos atributos básicos do livro texto, adotando, para o mercado atacadista, uma abordagem baseada em contratos bilaterais. Para o mercado varejista, por sua vez, o estado implementou um modelo de concorrência, semelhante ao Reino Unido, para todas as classes de consumidores, sendo o maior programa de competição de varejo bem-sucedido nos EUA, especialmente para clientes pequenos, como o consumidor residencial. Nesse estado, a concessionária de rede incumbente (“somente fios”) não está autorizada a se envolver no fornecimento de varejo, embora possa ter afiliadas de varejo que o façam. Cabe menção ao estado da Califórnia como um exemplo de desenho malsucedido, tendo em vista uma falha no estabelecimento de concorrência no mercado atacadista que ocasionou, dentre outras incertezas conjunturais, a crise de racionamento do setor em 2000/2001.

Nova Zelândia, Austrália, países nórdicos e Canadá adotaram muitos dos principais componentes do modelo de livro texto e tiveram razoavelmente programas de reforma bem-sucedidos, embora a abertura e a concorrência no varejo tenham variado entre esses países (Joskow, 2008), que, inicialmente, prosseguiram com suas reformas sem privatizar totalmente o segmento de geração.

Nesse sentido, a combinação de geradores públicos e privados levanta alguns pontos de atenção quanto ao desempenho do mercado no curto prazo e aos incentivos ao investimento no longo prazo. É notório que investimentos de empresas do setor público a partir de outras considerações que não os incentivos de mercado baseados em performance e competição, aliados a subsídios indiretos, podem facilmente minar o interesse dos agentes privados, sendo um problema relevante em todos os mercados com setores mistos de geração público-privada. Cabe ressaltar que no Brasil este modelo misto de ampliação da capacidade de geração e transmissão foi muito bem estruturado por estimular a parceria em investimentos estratégicos, como grandes usinas hidroelétricas na região Norte e longas linhas de transmissão, sempre com participação acionária sob controle dos sócios privados. Assim, lentamente os investimentos públicos foram perdendo participação tendo até a principal empresa pública de geração, a Eletrobrás, privatizada em 2021.

As reformas nos países europeus pertencentes à União Europeia visaram a criação do Mercado Único de Energia, muito inspiradas pelo modelo britânico, e o processo de liberalização do setor elétrico avançou muito rapidamente. Segundo Joskow (2006a, 2006b) e Haas *et al.* (2006), o foco inicial das reformas da Europa centrou-se na “abertura do mercado” para a competição no segmento de varejo e, em 2007, todos os consumidores residenciais já podiam escolher seus fornecedores de energia elétrica. A completa liberalização dos mercados de eletricidade é promovida pela Comissão Europeia como um instrumento para alcançar uma maior integração entre os mercados nacionais.

Uma crescente literatura tem se desenvolvido para analisar e avaliar a performance dos mercados de energia elétrica após a sua reestruturação, considerando que cada país parte de uma experiência única, em grande medida pelo ponto de partida e pelas condições setoriais (por exemplo composição da matriz elétrica), econômicas e políticas.

De acordo com Littlechild (2002, 2018), os mercados competitivos no setor de energia elétrica podem ser vistos como um processo dinâmico, no qual não apenas os preços são importantes, como também às possibilidades dos diversos e inovadores serviços que buscam se ajustar ao perfil de cada consumidor.

O pressuposto basilar das reformas é que os novos mercados competitivos resultem em preços menores e melhores serviços, com um grau de inovação maior no fornecimento de eletricidade. Entretanto, o caminho não é necessariamente linear, mas permeado por progressos e retrocessos.

Observa-se, entretanto, que nem sempre os consumidores estão em uma posição de aproveitar as oportunidades potenciais de um mercado liberalizado, já que os custos de migração muitas vezes superam os benefícios de menores preços, conforme apontado pela *British Competition and Markets Authority* (CMA, 2016) e por outros estudos similares (Waddams e Zhu, 2016).

Após 30 anos de liberalização do mercado de eletricidade, ainda é preciso enfatizar que o processo e a efetividade da liberalização são contínuos e dinâmicos e de alta heterogeneidade por país.

Segundo Pepermans (2018), a liberalização no mercado varejista e o respectivo efeito no preço da eletricidade podem ser resumidos da seguinte forma:

- i. Os impostos/taxas e os custos de rede são os principais *drivers* que ainda explicam os preços varejistas mais altos do que os esperados e/ou previstos, apesar de uma tendência decrescente no preço da eletricidade no atacado;
- ii. Decréscimos nos preços varejistas foram mais significativos em países com altas penetrações de fontes de energia distribuídas, beneficiando os prosumidores, muito embora essa tendência não se reflita nos preços de varejo, devido a diferentes regulamentações de tarifas de rede, fragmentação do mercado interno, impostos, taxas, sistemas de distribuição de rede e políticas energéticas nacionais; e
- iii. Ainda há altos níveis de concentração de mercado e baixas taxas de troca (*switching*), o que é traduzido em menor competitividade no mercado varejista derivado de diferentes fatores como peso do custo do fio versus o custo da energia elétrica.

De acordo com ACER (2023) e Poudineh (2019), a falta de engajamento do consumidor é uma das maiores fraquezas e dificuldades de expansão dos mercados varejistas de eletricidade. A natureza dos problemas que impedem o engajamento é diversa, sendo a complexidade do mercado e das tarifas de eletricidade, os custos de transação, as barreiras percebidas e vieses comportamentais indicados como pontos de atenção ao regulador. Além disso, a baixa resposta à demanda dos pequenos consumidores é consequência da baixa relação entre a estrutura das tarifas dos usuários finais e a estrutura de custos real do sistema elétrico, o que reduz a capacidade dos varejistas de recuperar os custos

do consumo de energia de forma equitativa. A efetiva implementação de medidores inteligentes (ainda em 47%, na Europa), a necessidade de maior compreensão e informação tarifária, com menor complexidade e maior transparência e iniciativas de estímulos em direção a uma maior resposta à demanda são vistos, também, como pontos de atenção para a efetividade do processo de liberalização.

Dessa forma, o desenvolvimento de um mercado competitivo varejista de eletricidade apresenta diversos desafios técnicos, culturais e políticos. Reformas mal desenhadas ou implementadas, fundamentos macroeconômicos ou fiscais limitantes e eventos de aversão a risco global (preço do gás natural, taxas de juros, licenças de CO2 e transição energética) aumentam o grau de complexidade em relação às reformas estruturais no setor elétrico, como a abertura de mercado, impondo riscos percebidos pelos consumidores.

Contudo, os problemas e desafios não constituem impedimentos na direção da reestruturação, reforma regulatória e promoção do desenvolvimento de mercados atacadistas e varejistas competitivos, que induzam a mercados mais eficientes com externalidades positivas para toda sociedade. Destaca-se a atuação do Estado, seja como proprietário e principalmente como regulador, que se reveste de importância fundamental para alcançar os objetivos de um mercado competitivo, alinhado aos objetivos do ODS 7.

2.2. As Reformas Estruturais do Setor Elétrico Brasileiro

As reformas institucionais do Setor Elétrico Brasileiro (SEB) ao longo dos anos em direção à abertura de mercado abrangem três fases distintas, descritas, de forma resumida, a seguir.

A primeira, iniciada na década de 1990, refere-se ao processo de reestruturação do SEB, caracterizado por um conjunto de reformas e mudanças implementadas com o objetivo de modernizar e tornar mais eficiente o setor elétrico do país. Tais reformas foram impulsionadas por diversos fatores, incluindo a crise fiscal, necessidade de atrair investimentos, melhorar a eficiência na geração e distribuição de energia, promover a competição no mercado e garantir a segurança energética.

Um objetivo importante era o abandono do modelo de expansão de toda a cadeia produtiva sob responsabilidade direta do Estado para um modelo com a participação crescente de agentes privados, que passaram a assumir gradativamente, a responsabilidade em relação aos investimentos.

Dentre os regramentos, destacam-se a Lei nº 9.074/1995, a Lei nº 9.427/1996 e a Lei nº 9.648/1998, que instituíram novos regimes de exploração das atividades de geração, transmissão e distribuição, assim como a criação de um mercado competitivo com a participação de consumidores livres, da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) e do Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), enquanto a Lei nº 10.433/2002, estabeleceu o Mercado Atacadista de Energia Elétrica (MAE). O modelo, no entanto, não foi capaz de propiciar a segurança necessária à expansão da capacidade instalada para produção e transmissão de energia elétrica, o que levou ao racionamento de energia em 2001, notadamente pela perda da capacidade de planejamento do SEB.

A segunda fase iniciou-se em 2004, com a Lei nº 10.848/2004, que criou a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), em substituição ao MAE, e estabeleceu a separação entre o Ambiente de Contratação Regulada (ACR) e o Ambiente de Contratação Livre (ACL). O ACL é composto de consumidores livres, que podem negociar energia diretamente com geradores ou comercializadores, enquanto o ACR é composto por distribuidoras de energia elétrica e consumidores cativos sujeitos às tarifas reguladas.

O novo desenho de mercado de 2004 ampliou o investimento e contribuiu para viabilizar o financiamento na modalidade de *project finance*, devido aos contratos de longo prazo estabelecidos via leilões regulados no âmbito do ACR, onde as distribuidoras devem assegurar a cobertura contratual da totalidade de suas demandas de energia. Destaca-se que o objetivo principal foi assegurar a adequação e equilíbrio dinâmico entre oferta e demanda de energia elétrica.

Nesse novo desenho, observou-se, gradativamente, o aumento crescente das fontes intermitentes na matriz, sem aderência ao planejamento, estimulados por possibilidades e facilidades de obtenção de subsídios cruzados, e direcionadas para o ACL e potencializadas pelo crescimento explosivo dos recursos energéticos distribuídos (REDs), como a micro e minigeração distribuída, todos são.

Este processo se deu e se dá, criando problemas alocativos, considerando que os custos da expansão do sistema e de diversificação da matriz elétrica são incorridos, majoritariamente, pelos consumidores cativos no ambiente regulado.

Assim, do ponto de vista da harmonia que havia sido obtida entre demanda e oferta centrada no ACR e com forte aderência aos instrumentos de planejamento, o modelo de 2004 perdeu consistência e equilíbrio, em grande medida pelo crescimento explosivo da Mini e Micro Geração Distribuída (MMGD) e dos investimentos em plantas eólicas e solar, direcionados exclusivamente para consumidores do mercado livre (ACL), via contratos bilaterais. Esta expansão da oferta se deu completamente à margem do planejamento, trazendo elementos de risco sistêmico e criando dificuldades para a própria liberalização da comercialização.

A Tabela 1, apresenta dados do crescimento dos subsídios para o período de 2018 até 2023, números que por si, atestam estas afirmativas.

Tabela 1: Evolução dos Subsídios no SEB: 2018-2023

Rubrica	2018	%	2023	%	Taxa de Variação em 5 anos
CCC	R\$ 5.352.476.506	29%	R\$ 11.349.164.169	28%	112%
Fonte Incentivada	R\$ 3.978.655.275	21%	R\$ 10.786.732.640	27%	171%
Geração Distribuída	R\$ 60.851.716	0%	R\$ 7.141.240.604	18%	11635%
Tarifa Social	R\$ 2.394.192.067	13%	R\$ 5.826.323.730	14%	143%
Universalização	R\$ 908.536.894	5%	R\$ 1.729.756.542	4%	90%
Carvão e Óleo Combustível	R\$ 881.173.120	5%	R\$ 1.194.510.674	3%	36%
Irrigação e Aquicultura	R\$ 771.237.848	4%	R\$ 1.055.579.176	3%	37%
Distribuidora Pequeno Porte	R\$ 729.395.463	4%	R\$ 929.551.794	2%	27%
Rural	R\$ 2.949.913.163	16%	R\$ 227.440.752	1%	-92%
Água-esgoto-saneamento	R\$ 753.643.568	4%	R\$ 76.790.903	0%	-90%
Total	R\$ 18.780.075.621	100%	R\$ 40.317.090.984	100%	115%
% dos subsídios na tarifa residencial	5,5%		13,2%		140%

Fonte: Subsidiometro (Aneel)

São estes elementos que marcam a transição da segunda para a terceira fase do desenho de mercado do SEB. Assim a terceira fase da reforma regulatória, teve início com a agenda da transição para a abertura do mercado, através de estudos de aprimoramentos das medidas regulatórias necessárias para permitir a abertura gradual do mercado livre para todos os consumidores, incluindo as regras de transição para os consumidores cativos, objeto da próxima seção.

Este novo enquadramento começou a ser desenhado a partir das contribuições recebidas na Consulta Pública nº 33/2017 (MME, 2017), com a instituição de um grupo de trabalho destinado ao desenvolvimento de propostas de modernização do SEB, sendo a abertura do mercado, um dos grupos temáticos do GT Modernização.

A agenda da modernização do SEB tem como macro objetivos:

- i. Fornecimento de energia ao menor custo possível;
- ii. Abertura de mercado com possibilidade de o consumidor regulado escolher o seu próprio fornecedor;
- iii. Sustentabilidade da expansão da geração com uma correta precificação de atributos e a eficiência na alocação dos respectivos custos e riscos.

Esse processo envolve o crescimento do protagonismo do consumidor, com importantes ganhos de bem-estar, a diminuição de preços (tarifas) ou ganhos de escopo, o aumento da competição de mercado, a inserção de inovações tecnológicas e o surgimento de novos modelos de negócios e serviços, como a digitalização das redes e a difusão dos REDs.

De acordo com a Empresa de Pesquisa Energética (EPE, 2023), ao fim de 2022, o mercado cativo totalizava 90,5 milhões de unidades consumidoras e respondia por 60% do consumo total de energia elétrica. Infere-se, portanto, que o potencial de ganhos de eficiência e de bem-estar para a população brasileira é elevado, uma vez que esta pode se beneficiar do processo de liberalização do SEB.

Finalmente, é importante ressaltar que a abertura completa do mercado de energia é um processo em amadurecimento em cada país. Mesmo naqueles que avançaram, existem iniciativas em curso para tornar seus mercados ainda mais eficientes e competitivos, com maior engajamento dos pequenos consumidores e constante preocupação em relação à competitividade do setor varejista, configurando-se em um processo dinâmico com diversas heterogeneidades a nível dos países.

2.3. A Racionalidade da Atuação do Estado no Setor de Energia: Planejador e Regulador

As empresas estatais ou, de acordo com a OCDE, as denominadas SOEs, (*State Owned Enterprises*)² são responsáveis pela provisão de serviços fundamentais e instrumentos importantes para a implementação e alcance dos Objetivos do Desenvolvimento Sustentável da Organização. Esta agenda, adotada durante a Cúpula das Nações Unidas sobre o desenvolvimento sustentável, é composta por 17 objetivos e 169 metas a serem alcançadas até 2030. Os temas se referem a quatro dimensões principais: social, ambiental, econômica e institucional (IPEA, 2020).

Igualmente, deve-se destacar os inúmeros benefícios potenciais associados às forças competitivas benéficas nos mercados, uma vez que a concorrência atua no sentido de reduzir preços e aumentar a qualidade, estimulando, também, a inovação. Torna-se relevante, portanto, enfatizar as complementariedades da atuação do Estado e do setor privado no setor de energia elétrica, por trazerem ganhos de bem-estar e de eficiência.

A um nível microeconômico, as empresas estatais apresentam uma variedade de objetivos associados às políticas públicas. A razão mais ampla para tal é que a intervenção se justifica para a correção das conhecidas falhas de mercado. O exemplo mais clássico é dado pelos monopólios naturais, que apresentam custos iniciais elevados para prover um bem ou um serviço, como sistemas de saneamento, água e energia.

O setor privado pode mostrar hesitação e inércia em entrar nesses mercados caracterizados por elevados investimentos iniciais, longo prazo de maturação, somado ao fato de que, em geral, as tarifas a serem cobradas são sujeitas a marcos regulatórios importantes, muitas vezes sujeitos a intervenções do Poder Concedente e mesmo do Congresso Nacional. Dessa forma, a atuação do Estado tem relevância para: (i) provisão de bens e serviços de natureza pública; (ii) apoio a interesses econômicos e estratégicos nacionais; (iii) situações de monopólio natural; (iv) objetivos sociais; e (v) criação de um monopólio onde a regulação seja difícil.

² Segue-se, neste texto, o conceito *Leviatã* como empreendedor, segundo a classificação proposta por Musacchio e Lazzarini (2014), em que os governos são proprietários e gestores de empresas estatais, do tipo SOEs. Neste relatório, os termos empresas estatais e SOEs são usados com o mesmo significado.

As indústrias de rede (*network industries*), caracterizadas por apresentarem uma infraestrutura comum e um grau de padronização necessário para a provisão de bens e serviços, possuem uma importância fundamental para o crescimento econômico e para o alcance dos ODS (FMI, 2020). No setor de energia elétrica, cujos exemplos clássicos de indústria de rede são os segmentos de transmissão e distribuição, são estruturados em monopólios naturais (OCDE, 2015; FMI, 2020).

De acordo com a OCDE (2016), as SOEs são responsáveis por 62% da capacidade de geração instalada no setor elétrico ou em construção a nível global, totalizando, aproximadamente, 3.750 GW em 2016. O restante da capacidade de geração, 38%, tem como propriedade empresas não estatais, de capital aberto ou fechado. As empresas de capital aberto com maioria de capital estatal respondem por 13% (aproximadamente 800 GW), enquanto aquelas com participação minoritária estatal por 4% (em torno de 220 GW), conforme demonstrado no Quadro 1.

Quadro 1

Participação do setor estatal na geração global de energia: 2016 (em %)

Ministérios	3
Estatais capital fechado	33
Companhias abertas com maior parte de capital estatal	14
Companhias abertas com capital estatal minoritário	4
Outras modalidades de participação estatal	8
Capital privado unicamente	38

Fonte: OCDE (2016).

Várias são as razões que explicam a presença do Estado no setor de energia nos diversos países, que dependem da herança acumulada, dos diferentes estágios de desenvolvimento e das tendências e preferências de políticas econômicas. Por exemplo, até os anos de 1990 a grande maioria dos investimentos foram realizados por grupos econômicos de capital público.

Em alguns países, as SOEs são responsáveis pelo suprimento de eletricidade ou gás para todos os consumidores residenciais, de acordo com a provisão de serviços públicos obrigatórios, muitas vezes através de empresas estatais verticalmente integradas. Igualmente, as SOEs podem ser um meio eficaz de controlar estrategicamente as cadeias de oferta de energia, assegurando acesso às tecnologias inovadoras (Werle e Pohl, 2016), especialmente na extração e produção de combustíveis fósseis, e ao mesmo tempo gerando receitas ao poder público, além de taxas e *royalties* (Torso *et al.*, 2011). Nota-se que as SOEs são instrumentos de políticas públicas importantes para o alcance de estratégias de desenvolvimento no setor de energia, assim como meios para comprar tecnologias estrangeiras e adquirir *know-how* (OCDE, 2016)³.

A partir das duas décadas, o papel das empresas estatais no setor de energia está em processo de redefinição. Países da OCDE, assim como países emergentes, empreenderam processos de privatização, em geral caracterizados pela separação estrutural de empresas verticalmente integradas no setor de eletricidade, conforme analisado anteriormente. O modelo seguido, inspirado pelo exemplo britânico, consistia geralmente na privatização das empresas responsáveis pela geração e comercialização de energia, enquanto os segmentos de transmissão e distribuição permaneciam nas mãos do Estado, através da atuação de empresas estatais ou de ministérios.

Vários países seguiram o exemplo britânico, como, por exemplo, Brasil, Chile, países europeus e países não OCDE, incluindo China e Rússia (Joskow, 2008; IEA, 2016). A liberalização na geração de eletricidade também foi um elemento facilitador para a integração internacional dos mercados de eletricidade nacionais, em linha com os princípios da União Europeia (Bahar e Sauvage, 2013).

Contudo, o grau de liberalização e de privatização varia significativamente entre os países da OCDE e do G-20, refletindo diferentes posições e percepções político-econômicas, diversidade e disponibilidade de recursos fósseis e níveis de desenvolvimento econômico distintos.

³ Estima-se que o Estado e as SOEs são ainda grandes *players* no mercado de combustíveis fósseis, detendo em torno de 70% dos ativos associados a petróleo e gás e em torno de 60% das minas de carvão e das usinas alimentadas pelo mesmo, de forma global (CPI, 2014).

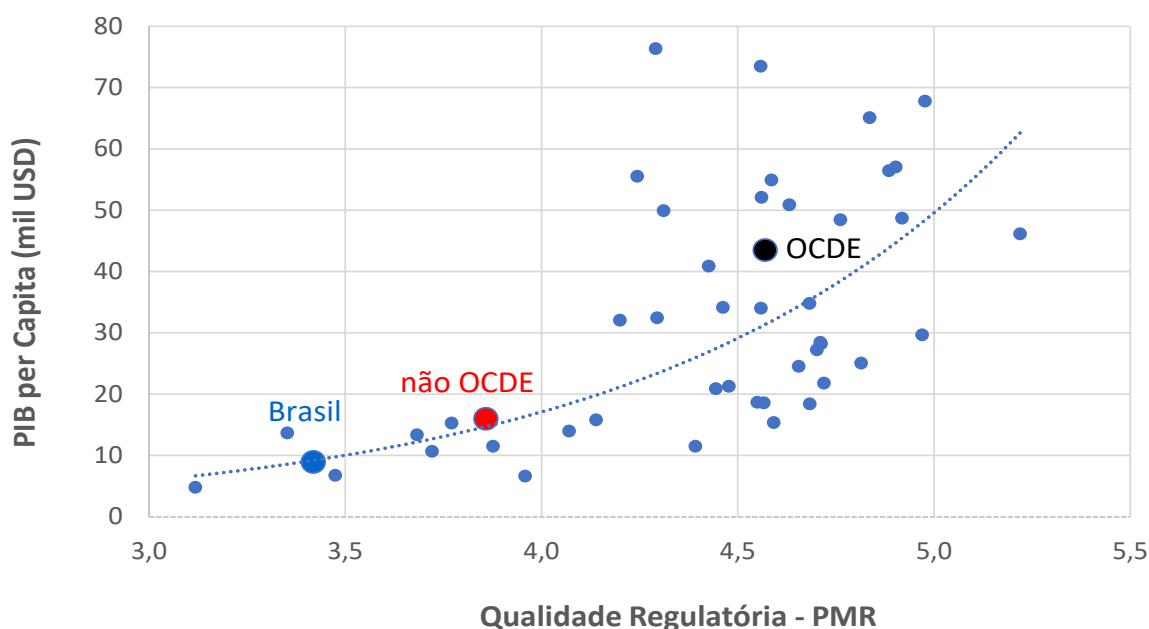
Pode-se afirmar que as SOEs continuam sendo atores dominantes nos mercados globais de eletricidade e na indústria de petróleo, apesar das reformas de índole liberalizante ocorridas de forma ampla.

No entanto, deve-se destacar o entendimento da OCDE, segundo o qual a propriedade pública não é uma questão *per se*, desde que as regras de governança das empresas estatais envolvidas em atividades comerciais limitem a interferência política indevida e promovam a igualdade de condições entre companhias públicas e privadas.

3. Indicadores de Regulação do Mercado de Produtos da OCDE: O Equilíbrio entre Estado e Mercado

A teoria econômica sugere forte relação de correlação e, por vezes, de causalidade entre as características institucionais e regulatórias do país e respectivo desenvolvimento econômico e social⁴. As melhores práticas internacionais⁵ reconhecem que desenhos regulatórios que facilitam a competição, estimulam a produtividade e incentivam a alocação eficiente de recursos impulsionam o desenvolvimento econômico e social, com benefícios de natureza diversa sobre o investimento, emprego, crescimento econômico e renda *per capita*, como ilustra a estrutura de correlação da Figura 1.

Figura 1 - Pilar Regulatório x Desenvolvimento



Fonte: OCDE – PMR e WDI (2023).

No caso de setores com características do tipo indústria de rede, como é o caso da energia elétrica, a OCDE destaca a relevância do desenho e a implementação de um marco e política regulatória eficaz, com equilíbrio entre a promoção da concorrência e a eficiência da presença do Estado, em especial na dimensão de planejador e regulador.

⁴ Ver Acemoglu e Robinson (2010).

⁵ Ver OCDE (2012).

O equilíbrio entre mercado e regulação, sempre visando o interesse da provisão eficiente do serviço público em questão, torna-se crucial e importante como base para a elaboração das políticas públicas.

A definição de indicadores quantitativos para avaliar o grau de concorrência de uma economia permite não só avaliar um país de maneira comparativa, como também identificar reformas regulatórias que visam aumentar o grau de concorrência.

De forma a acompanhar e analisar a dinâmica regulatória, a OCDE desenvolveu um conjunto de Indicadores de Regulação de Mercado de Produtos (*Product Market Regulation - PMR*) para medir as barreiras regulamentares de um país à concorrência e analisar o progresso das reformas estruturais ao longo do tempo, possibilitando assim análises comparativas importantes e qualificadas que servem de base e indução para aprimoramentos. Há um indicador para a economia do país como um todo e outros específicos para diversos níveis setoriais, como o setor elétrico. Tais indicadores são atualizados a cada cinco anos e captam a regulamentação *de jure*, uma vez que refletem a situação das leis e regulamentos existentes⁶.

Ao longo do tempo, os Indicadores PMR tornaram-se um elemento essencial para análise e comparação da regulação entre países membros e não membros da OCDE, ao proporcionarem conhecimento acerca das melhores práticas regulatórias internacionais. Assim, é possível investigar a ligação dos indicadores com o desempenho econômico e social, sendo utilizados para formular recomendações em direção a reformas estruturais, políticas e econômicas por diversas organizações internacionais, como FMI, Banco Mundial, G20, poder público e Academia.

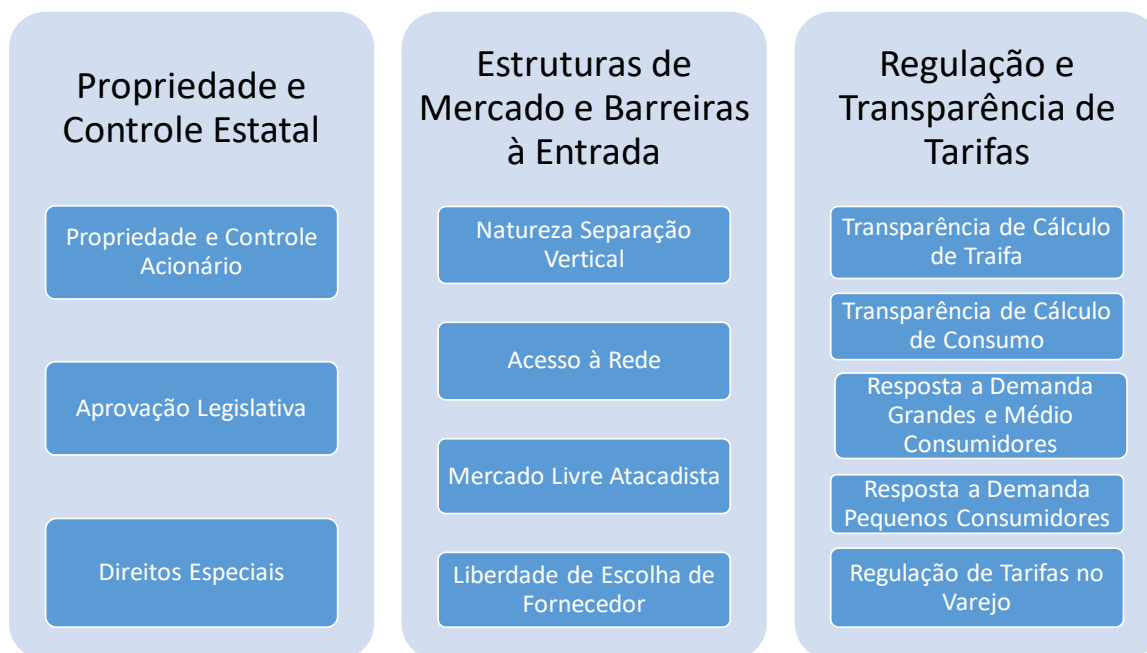
⁶ Os Indicadores PMR são baseados em uma base de dados ampla, obtida a partir de respostas de questionários enviados às autoridades nacionais. Essa base de dados se encontra disponível na página oficial do PMR, onde podem ser encontradas informações sobre leis e aspectos regulatórios de cada país em setores variados. O questionário abarca mais de 1.400 perguntas sobre aspectos econômicos e regulatórios específicos setoriais. Para construir o ranking dos indicadores, a informação qualitativa é transformada em quantitativa pela atribuição de um valor numérico a cada resposta, sumarizadas nas PMR Schematas, dentro do intervalo de variação da escala de zero a seis. Um valor mais baixo reflete um ambiente regulatório mais favorável à concorrência. Essa informação é, então, incorporada em um marco do tipo “*bottom-up*” para os dois tipos de indicadores, geral e setorial.

Os indicadores são construídos a partir de três dimensões:

- i. Propriedade e Controle estatal;
- ii. Estrutura de Mercado e Barreiras à Concorrência; e
- iii. Regulação de Tarifas e Transparência.

A desagregação de cada uma das três dimensões é apresentada na Figura 2

Figura 2 - Dimensões dos Componentes PMR Setor Elétrico



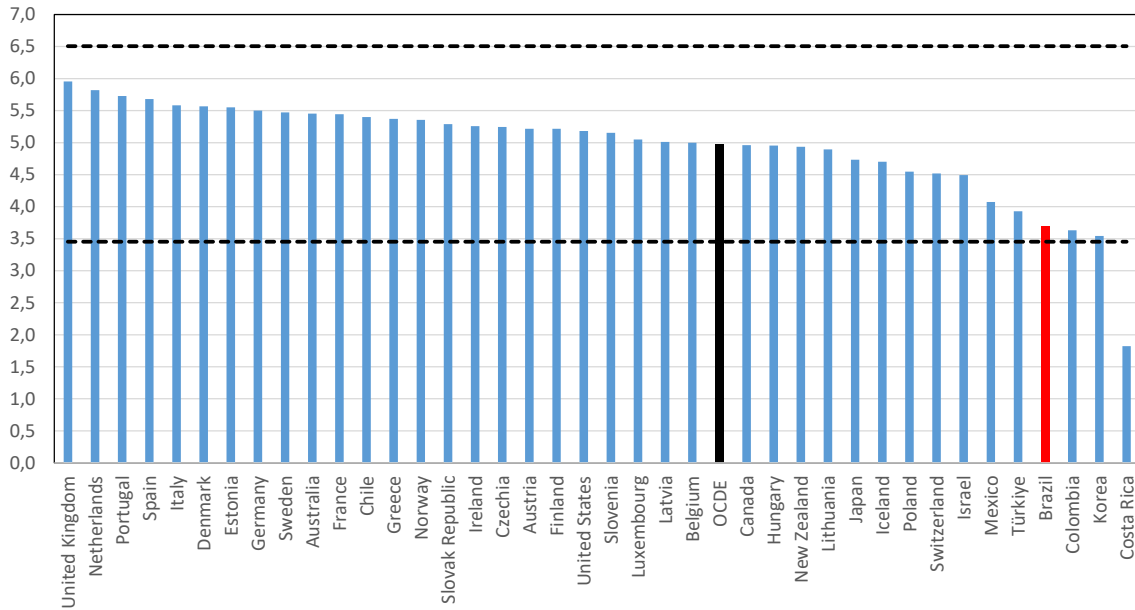
Fonte: [PMR OCDE](#).

As dimensões são ponderadas pela metodologia do PMR Schematas e consolidadas no indicador setorial PMR Setor Elétrico de cada país, conforme ilustrado na Figura 3⁷. Pode-se observar que o país paradigmático em 2023 é o Reino Unido, com nota máxima 5,95/6, seguido de Holanda, Portugal, Espanha e Itália nos *top five*.

O Brasil encontra-se na posição 36/39, relativamente bem posicionado, dentro do intervalo de dois desvios padrões em torno da média da OCDE (linha pontilhada) e à frente de países membros, como Colômbia, Coreia do Sul e Costa Rica, conforme indica a Figura 3.

⁷ Os dados PMR correspondem aos dados atualizados em julho de 2023 e disponibilizados na página [PMR OCDE](#). Procedeu-se a uma normalização na qual a escala vai de zero a seis, com zero sendo o menos eficiente e seis o melhor.

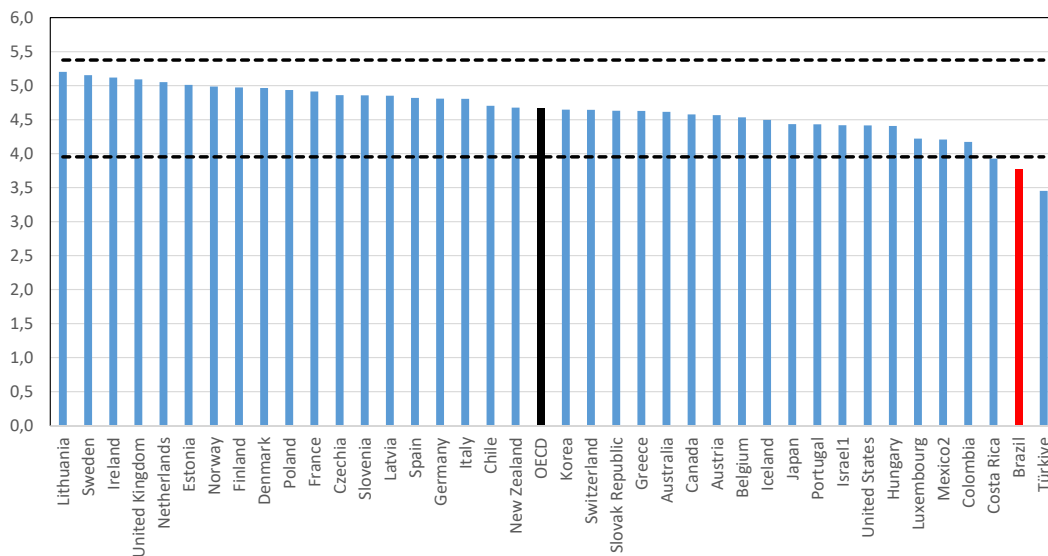
Figura 3 – PMR do Setor Elétrico: Ranking e Desvios em Relação à Média



Fonte: [PMR OCDE \(2023\)](#).

No indicador geral de economia como um todo, a posição do Brasil se distancia em mais de dois desvios padrões da média dos países membros, como pode ser observado na Figura 4, à frente apenas da Turquia, o que reforça o bom desempenho setorial do país no segmento eletricidade.

Figura 4 – PMR Economia Geral: Desvios em Relação à Média



Fonte: [PMR OCDE\(2023\)](#).

3.1. Análise dos Indicadores PMR: Brasil x Melhores Práticas Internacionais

Esta seção desenvolve uma análise comparativa dos indicadores do setor elétrico do Brasil *vis a vis* alguns países *peers* selecionados: Austrália, Chile, Colômbia, Itália, Portugal, Espanha, Reino Unido, Estados Unidos. Estes países representam diversos quartis do ranking PMR Setor Elétrico, sendo úteis para verificar convergências e divergências, considerando uma ampla gama de países membros com suas especificidades e heterogeneidades⁸.

Os blocos de questões abrangem as três dimensões estruturais referidas anteriormente (ver Figura 2) e podem ser utilizados para um enquadramento comparativo entre o Brasil e seus pares comparáveis no que tange a agenda de liberalização do setor elétrico.

3.1.1. Propriedade e Controle estatal

A dimensão Propriedade e Controle Estatal capta o envolvimento do Estado na economia, através da propriedade e do controle de empresas e de outras formas de controles e obrigações impostas às companhias privadas. Esta dimensão também capta a forma como as regulamentações novas e existentes são avaliadas para minimizar o impacto sobre a concorrência e a natureza das regras que disciplinam a contratação pública de bens, serviços e bens públicos.

Os seus componentes centram-se em questões sobre:

- i. Extensão da presença de SOEs na economia e sua governança;
- ii. Controle e obrigações impostas às empresas privadas (por exemplo, regulação de preços), incluindo as regras de compras públicas (envolvimento em operações comerciais); e
- iii. As regras em vigor para avaliar a regulação, a fim de minimizar os impactos negativos sobre concorrência, interação entre grupos de interesse e formuladores de políticas e esforços em simplificar o marco regulatório que recai sobre as companhias na sua interação com o poder público.

Diversas das questões têm o objetivo de avaliar o poder de controle estatal, em todos os níveis (federal, estadual e municipal), sobre as maiores empresas dos

⁸ O valor zero equivale à melhor nota e seis à pior. É importante pontuar que as informações da Figura 4 e de todo banco de dados PMR se referem aos dados atualizados em julho de 2024, correspondentes ao ano de 2023.

segmentos de geração, transmissão, distribuição e comercialização de energia elétrica. Dentre as diversas questões estão o poder de veto em mudanças de controle e a necessidade de aprovação legislativa para a venda de uma participação estatal nos diferentes segmentos do setor elétrico.

Figura 5 - Propriedade e Controle Estatal

	Austrália	Chile	Colômbia	Itália	Portugal	Espanha	Reino Unido	EUA	Brasil
O Estado (entes nacional, estadual, regional, provincial ou municipal) controla pelo menos uma empresa no setor de Geração Elétrica ?	sim	não	sim	sim	sim	não	não	sim	sim
O Estado (entes nacional, estadual, regional, provincial ou municipal) controla pelo menos uma empresa no setor de Transmissão Elétrica ?	não	não	sim	sim	não	sim	não	sim	sim
O Estado (entes nacional, estadual, regional, provincial ou municipal) controla pelo menos uma empresa no setor de Distribuição Elétrica ?	sim	não	sim	sim	sim	não	não	sim	sim
O Estado (entes nacional, estadual, regional, provincial ou municipal) controla pelo menos uma empresa no setor de Comercialização?	sim	não	sim	sim	sim	não	não	sim	sim
O Estado (entes nacional, estadual, regional, provincial ou municipal) possui direitos de voto especiais para bloquear venda de ações que levem a mudanças de controle na empresa no setor de Geração Elétrica?	não	não	não	sim	não	não	não	não	sim
O Estado (entes nacional, estadual, regional, provincial ou municipal) possui direitos de voto especiais para bloquear venda de ações que levem a mudanças de controle na empresa no setor de Transmissão Elétrica?	não	não	não	sim	não	não	não	não	sim
O Estado (entes nacional, estadual, regional, provincial ou municipal) possui direitos de voto especiais para bloquear venda de ações que levem a mudanças de controle na empresa no setor de Geração Elétrica?	não	não	não	sim	não	não	não	não	sim
O Estado (entes nacional, estadual, regional, provincial ou municipal) possui direitos de voto especiais para bloquear venda de ações que levem a mudanças de controle na empresa no setor de Distribuição Elétrica?	não	não	não	sim	não	não	não	não	não
O Estado (entes nacional, estadual, regional, provincial ou municipal) possui direitos de voto especiais para bloquear venda de ações que levem a mudanças de controle na empresa no setor de Comercialização?	não	não	não	sim	não	não	não	não	não

Fonte: [PMR OCDE\(2023\)](#).

Como se observa na Figura 5, há muita heterogeneidade nos países quanto à dimensão de Propriedade e Controle, seja no controle de pelo menos uma empresa setorial seja no quesito de direito a votos especiais para venda de controle, não se constituindo, no entanto, em um fator decisivo quanto à ponderação no índice PMR.

O grau de liberalização e de privatização varia significativamente entre os países da OCDE, refletindo diferentes estratégias político-econômicas, diversidade e disponibilidade de recursos fósseis e diferentes níveis de desenvolvimento econômico, conforme examinado na Seção 2.3. Pode-se assim destacar que as empresas estatais ainda continuam a participar dos mercados globais de energia (eletricidade e petróleo), apesar das reformas liberalizantes ocorridas de forma ampla.

No setor de eletricidade, a participação do Estado adquire formas legais de atuação e modos de governança extremamente variados, com diferentes graus de participação pública. Nos países selecionados, a participação estatal nos setores de geração e comercialização ocorre pelo caráter estratégico que este setor detém na dinâmica econômica, política, social e mesmo geopolítica. O fato de que a venda de uma parcela da participação estatal, ou a sua integralidade, depende de alguma aprovação legislativa nos diferentes segmentos denota a avaliação pública de que o ativo em questão possui um valor nacional estratégico.

3.1.2. Estrutura de Mercado e Barreiras à Concorrência

A dimensão referente à Estrutura de Mercado e Barreiras à Concorrência foca em questões sobre:

- i. Natureza da separação vertical dos segmentos de geração, transmissão, distribuição e comercialização;
- ii. Termos e condições de acesso à rede de transmissão e distribuição (TPA - *Third Party Access*);
- iii. Existência de um mercado livre atacadista; e
- iv. Direito legal de escolher o fornecedor para grandes, médios ou pequenos consumidores.

No que tange ao grau de separação vertical da cadeia produtiva, em alguns mercados, a operação da rede de transporte é realizada por uma entidade (referida como o operador independente do sistema), enquanto os ativos de transmissão podem ter outros proprietários, como é o modelo adotado no Brasil. No caso do segmento de distribuição de energia elétrica o modelo mais comum é de ser de uma única empresa, por força da estrutura estruturada como monopólio natural.

Conforme pode-se verificar na Figura 6, a nomenclatura “sem separação” corresponde a empresas verticalmente integradas que funcionam como uma única entidade jurídica e empresarial, enquanto que, na “separação contábil”, os lucros e perdas são separados em distintos balanços para linhas de negócios específicas. Já na “separação operacional”, cada negócio deve ser operado independentemente, com gestão e tomada de decisões distintas no que diz respeito à operação e manutenção, assim como sistemas de informação independentes, sem requerer, contudo, um conselho de administração próprio. Na “separação jurídica”, por sua vez, as linhas de negócios escolhidas devem ser separadas em entidades jurídicas distintas, com conselhos de administração próprios, assim como gestão e tomada de decisão independentes no que diz respeito à operação e manutenção. Finalmente, na “separação de propriedade”, as linhas de negócios escolhidas são operadas por empresas de propriedade distintas⁹.

Figura 6 – Natureza da Separação Vertical Regulatória

	Austrália	Chile	Colômbia	Itália	Portugal	Espanha	Reino Unido	EUA	Brasil
G/T	separação operacional/jurídica	separação de propriedade	separação operacional/jurídica	separação operacional/jurídica	separação de propriedade	separação de propriedade	separação de propriedade	separação contábil	sem separação
T/C	separação operacional/jurídica	separação de propriedade	sem separação	separação operacional/jurídica	separação de propriedade	separação de propriedade	separação de propriedade	sem separação	sem separação
G/D	separação operacional/jurídica	separação operacional/jurídica	separação operacional/jurídica	separação operacional/jurídica	separação operacional/jurídica	separação operacional/jurídica	separação de propriedade	sem separação	separação operacional/jurídica
D/C	separação operacional/jurídica	separação operacional/jurídica	sem separação	separação operacional/jurídica	separação operacional/jurídica	separação operacional/jurídica	separação de propriedade	sem separação	sem separação

Fonte: [PMR OCDE\(2023\)](#).

Como se pode observar, a separação de propriedade completa regulatória nos segmentos de geração (G), transmissão (T), distribuição (D) e comercialização varejista (C) – G/T; T/C; G/D e D/C – ocorre apenas no Reino Unido. Nos restantes dos países, encontram-se maior número a separação operacional ou jurídica nas suas diversas formas. No Brasil, o segmento D/C se apresenta sem separação, uma vez que ainda não foi implementada a abertura completa do mercado de comercialização.

⁹ Para um maior detalhamento sobre a aplicação regulatória e a relação dos níveis de separação vertical e competição, ver Moselle e Black (2011).

Dessa forma, o aspecto mais dissonante no Brasil em relação aos demais países se encontra no segmento D/C, no qual a existência de um mercado cativo (ACR) para os consumidores de baixo consumo está em oposição às melhores práticas de liberalização setorial. Esse ponto tem elevado grau de divergência com as melhores práticas da OCDE. O fato de que os pequenos consumidores, residenciais ou comerciais, não possuem a liberdade de escolha do provedor de energia, resultando em um grau de concorrência menor do que o potencial, diminui a efetividade de pressões competitivas introduzidas pelo processo de privatização. Como referência, desde 1999, foi introduzida a concorrência no mercado de varejo no Reino Unido, permitindo que consumidores domésticos e não domésticos negociem livremente com o comercializador que irá lhes fornecer energia.

A dimensão sobre acesso à rede (TPA) consiste em regras que determinam quais os direitos de acesso à utilização da rede por terceiros e qual o preço de acesso a pagar. Como terceiros compreende-se as empresas que não possuem ou operam a rede de distribuição ou transmissão. A ausência de TPA só ocorre quando existe um monopolista verticalmente integrado que detém a rede e não existem fornecedores concorrentes que necessitem de acesso.

O TPA negociado significa que os direitos de acesso e os preços da rede são acordados entre o operador ou o proprietário da rede e a terceira parte. O TPA regulado, por outro lado, significa que existem regras que determinam os termos e condições de acesso a terceiros, definidas por um regulador independente ou por um ministério.

Figura 7 – Acesso à Rede – TPA

	Austrália	Colômbia	Chile	Itália	Portugal	Espanha	Reino Unido	EUA	Brasil
Termos de acesso (TPA) à rede Distribuição	TPA Regulado	TPA Regulado	TPA Regulado	TPA Regulado	TPA Regulado	TPA Regulado	TPA Regulado	TPA Regulado	TPA Regulado
Termos de acesso (TPA) à rede Transmissão	TPA Regulado	TPA Regulado	TPA Regulado	TPA Regulado	TPA Regulado	TPA Regulado	TPA Regulado	TPA Regulado	TPA Regulado

Fonte: [PMR OCDE\(2023\)](#).

Como se pode perceber na Figura 7, o acesso à rede de distribuição e transmissão em todos os países se apresenta na forma regulada e não há divergência do Brasil em relação aos pares desenvolvidos.

A questão sobre a existência de um mercado atacadista de energia pode assumir diversas maneiras. A sua característica essencial é ser um conjunto de acordos que permite aos geradores e aos fornecedores (e, por vezes aos, clientes) celebrar contratos de compra e venda de eletricidade ao longo de vários períodos de tempo.

Figura 8 – Mercado Atacadista de Energia

	Austrália	Colômbia	Chile	Itália	Portugal	Espanha	Reino Unido	EUA	Brasil
Existe Mercado Livre Atacadista de Energia (como bilateral ou pool)?	sim	sim	sim	sim	sim	sim	sim	sim	sim

Fonte: [PMR OCDE\(2023\)](#).

Na Figura 8, observa-se que o mercado atacadista de energia (bilateral ou *pool*) é uma realidade na totalidade dos países e não há divergência no Brasil em relação aos pares desenvolvidos.

Entretanto, ao contrário dos países da OCDE, o ACR, no Brasil, foi estruturado para ser o garantidor do processo de ampliação da capacidade geradora instalada. Como assinalado anteriormente, as distribuidoras fazem projeções de demandas futuras para três e cinco anos. O somatório destas projeções é contratado via leilões de energia nova com editais que especificam características técnicas e diferentes fontes. Os vencedores que ofereceram os menores custos por MW, firmam contratos de longo prazo, indexados ao IPCA. Este modelo possibilitou o Brasil superar a crise do apagão de 2001, mas deixou como legado um custo de energia maior, introduzindo assim um certo grau de ineficiência, uma vez que os clientes residenciais e pequenos negócios com potência contratada reduzida (cativos) ficam com contratos vinculados com às distribuidoras locais. Por outro lado, o processo de liberalização do mercado para estas faixas de consumo, deixa um conjunto expressivo de contratos legados, sendo um entrave a este processo.

Neste sentido, os benefícios que o mercado atacadista de energia detém pelo maior nível de competição dado pelos agentes comercializadores, não se estende aos pequenos consumidores brasileiros, impondo diferenças importantes em comparação às melhores práticas internacionais.

A questão sobre liberdade de escolha recai na opção dos consumidores em relação ao fornecedor e/ou tipo de energia, abrindo uma gama muito grande de serviços e possibilidades associadas a inovações tecnológicas e modelos de negócio. Pode ser que em uma determinada área geográfica exista apenas um fornecedor

varejista, onde os consumidores não têm opção de escolha, mas o que importa, é se *de jure* eles detêm essa opção. Outra possibilidade, bem mais frequente, o consumidor cativo não queira migrar para o mercado livre, por inúmeras razões tais como: não estar convencido dos benefícios líquidos; complexidade de modelo de negócio; determinação cultural, etc. Há inúmeras experiências internacionais sobre a rejeição ao ingresso no mercado livre, que devem ser sistematizados, pois podem ocorrer no SEB dada a dimensão, heterogeneidade econômica e cultural dos consumidores de baixa tensão.

Usualmente, os consumidores são classificados pelo volume de consumo de energia elétrica nas seguintes categorias:

- i. Grandes clientes industriais diretamente ligados à rede básica de transmissão;
- ii. Médios clientes industriais e comerciais ligados às redes de distribuição; e
- iii. Clientes residenciais e pequenos estabelecimentos comerciais ligados às redes de distribuição, classificados no SEB como consumidores cativos.

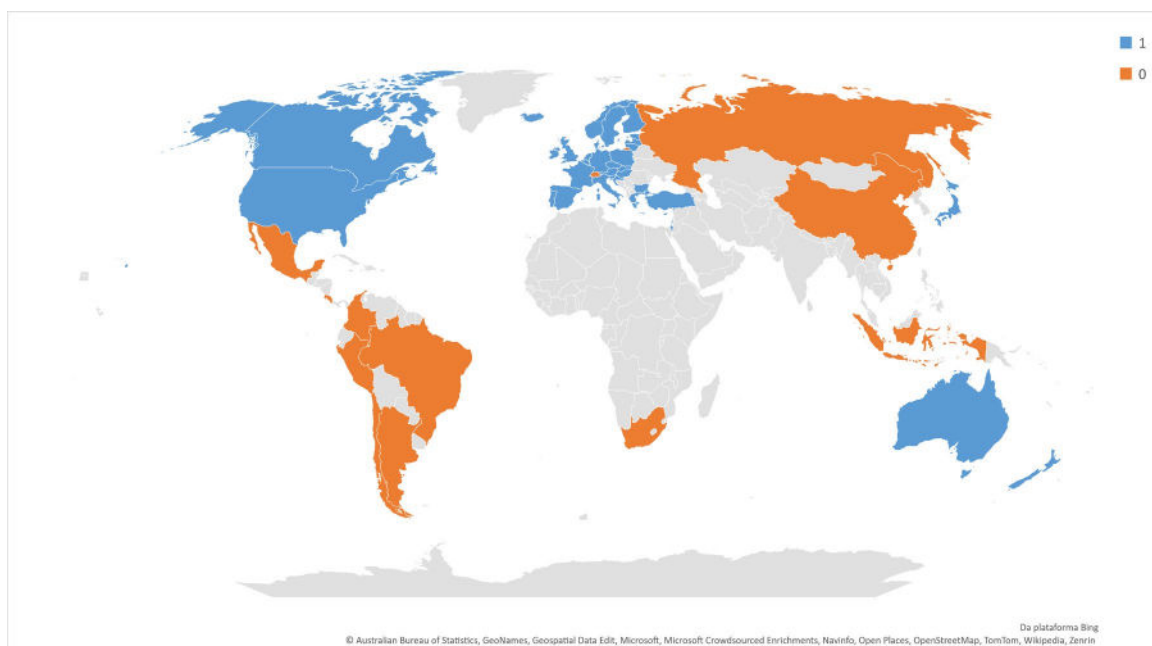
Figura 9 – Abertura de Mercado

	Austrália	Chile	Colômbia	Itália	Portugal	Espanha	Reino Unido	EUA	Brasil
Existe abertura de mercado para grandes e médios consumidores (não residenciais)	sim	sim	sim	sim	sim	sim	sim	sim	sim
Existe abertura de mercado para pequenos consumidores (residenciais/comerciais)	sim	não	não	sim	sim	sim	sim	sim	não

Fonte: [PMR OCDE\(2023\)](#).

De acordo com a Figura 9, nesse quesito, o Brasil apresenta expressiva diferenciação em relação aos países da OCDE, que se reflete, em grande parte, a diferença do seu ranking dos Indicadores PMR do Setor Elétrico. Na Figura 10, que compreende a totalidade da base de dados PMR (38 países membros e 11 não membros), pode-se constatar que em apenas poucos países ainda não há liberdade de escolha (série vermelha) do fornecedor de energia elétrica para consumidor de baixa tensão, onde o Brasil ainda se enquadra.

Figura 10 – Abertura de Mercado em Diversos Países: 2023



Fonte: [PMR OCDE\(2023\)](#). Rússia e Argentina obtidos do PMR OCDE (2018). Para Estados Unidos considerou-se o Estado do Texas como benchmark.

Em resumo, a análise dos Indicadores PMR do Setor Elétrico, indica que uma das principais diferenças do SEB em relação aos países da OCDE diz respeito ao status do pequeno consumidor, que tem sua escolha de fornecimento de energia limitada à distribuidora local. Ainda que o mercado livre de energia no Brasil já seja uma realidade para o consumidor de alta e média tensão, que se enquadram no ACL, os pequenos consumidores do Grupo B (baixa tensão) ainda não estão enquadrados nesse processo de liberalização do mercado elétrico.

Os consumidores de baixa tensão, que agregam uma variedade heterogênea de clientes, desde unidades residências e pequenos comércios até indústrias de pequeno porte, são atendidos pelas distribuidoras de energia elétrica locais e responsáveis por uma parcela significativa do consumo total de energia. A experiência dos países da OCDE mostra que a abertura integral do mercado de energia elétrica é um componente para alcançar um grau de concorrência elevada. Portanto, a abertura do mercado para os pequenos consumidores, vai permitir a liberdade de escolherem seus fornecedores e comercializadores de energia, indicando ser um irreversível processo em curso.

3.1.3. Regulação e Transparência de Tarifas

A dimensão sobre Regulação e Transparência de Tarifas (ver Figura 2) inclui o acesso à informação pública, incentivos a uma efetiva resposta da demanda e a regulação da tarifa para o varejo. Busca-se avaliar se há transparência no cálculo e na demonstração do consumo nas faturas enviadas aos consumidores, se as tarifas são livres ou reguladas e se existem mecanismos de proteção contra elevações atípicas das tarifas.

As informações fornecidas aos pequenos consumidores nas suas faturas devem possibilitar uma efetiva e simples comparação entre as tarifas varejistas oferecidas pelo seu fornecedor atual com as de outros fornecedores. Essa apresentação deverá incluir, no mínimo, a atual tarifa que lhes é oferecida pelo atual fornecedor, discriminada por hora do dia/quantidade de consumo, se for caso disso, e o seu consumo anual de eletricidade. Há, também, a preocupação quanto à necessidade de um provedor independente de informações públicas divulgadas na internet sobre os preços e tarifas dos fornecedores.

A resposta à demanda consiste na capacidade dos consumidores de eletricidade de alterarem o seu padrão de demanda (para cima ou para baixo) a pedido de terceiros ou em resposta a um sinal de preço. Usualmente, a energia poupada pode ser adquirida pelo operador da rede ou por agregadores, que depois vendem produtos agregados de resposta à demanda no mercado. Os consumidores obtêm um pagamento compensatório pela sua resposta à demanda e a questão envolve, adicionalmente, a implementação de medidores inteligentes.

A regulação da tarifa no varejo é definida pelo regulador, governo, ministério ou outro órgão público. Neste aspecto, assume-se frequentemente a forma de custos acrescidos (*Cost Plus*), limites máximos de preços (*Price Cap*) ou alguma configuração híbrida. Normalmente, para consumidores vulneráveis, como aqueles de baixa renda, a resposta pode ser frequentemente imposta como parte de uma obrigação de serviço público ou universal (tarifa social), além de ter um fornecedor de última instância, com diferentes formatos de modelos de negócio no contexto internacional.

Usualmente, nesse bloco de perguntas também é questionado sobre mecanismo de recompensa por capacidade mediante solicitação. Muitos países introduziram estes regimes devido a preocupações de que os mercados que dependem apenas da sinalização do preço da eletricidade para novos investimentos não fornecerão

capacidade de geração adequada para garantir a segurança do sistema. Frequentemente, o termo inclui acordos que recompensam os geradores por disponibilizarem reservas estratégicas, ou seja, capacidade que não podem participar no mercado competitivo normal, mediante solicitação.

Os pagamentos através de um mecanismo de recompensa de capacidade são adicionais aos da geração de eletricidade. As evidências internacionais sugerem que os mecanismos via leilão de capacidade são mais eficientes do ponto de vista alocativo, do que os de preços administrados, que podem distorcer a concorrência no mercado de geração.

Figura 11 - Regulação e Transparência de Tarifas

	Austrália	Chile	Colômbia	Itália	Portugal	Espanha	Reino Unido	EUA	Brasil
Transparência de cálculo de tarifa para pequeno consumidor (residencial e comercial)	sim	sim	sim	sim	sim	sim	sim	sim	sim
Transparência de cálculo de consumo para pequeno consumidor (residencial e comercial)	sim	sim	sim	sim	sim	sim	sim	sim	sim
Ferramenta independente de comparação de preços e tarifas de varejo disponível para consumidores domésticos	sim	N/A	N/A	sim	sim	sim	sim	sim	não
Resposta à demanda para grandes e médios consumidores não residenciais	sim	sim	sim	sim	sim	sim	sim	sim	sim
Resposta a demanda para consumidores domésticos	sim	não	sim	sim	sim	sim	sim	sim	não
Tarifa regulada para Varejo	não regulada	sim para consumidor residencial e pequeno e médio não residencial	sim para consumidor residencial e pequeno não residencial	não regulada	não regulada	apenas para vulnerável	apenas para vulnerável	não regulada	sim para consumidor residencial e pequeno e médio não residencial
Tarifas reguladas de varejo baseadas nos custos do fornecedor mais eficiente	N/A	sim	N/A	N/A	N/A	sim	sim	N/A	sim

Fonte: [PMR OCDE\(2023\)](#).

Na dimensão referente à Regulação e Transparência de Tarifas, se observam diferenças no SEB apenas nas questões relativas à liberalização e abertura de mercado, especificamente na implementação dos medidores inteligentes e na resposta à demanda para consumidores residenciais.

É oportuno pontuar os atuais avanços da ANEEL, como a experiência inovadora do Programa de Programa de Pesquisa, Desenvolvimento e Inovação (PD&I) que faz seleções anuais de projetos para experiências de modelos de negócio para *sandboxes* tarifários¹⁰, que podem incluir medidores inteligentes, tarifas binômias e resposta à demanda, projetos relacionados à aplicação de novas tarifas ou de novas formas de faturar o consumo de energia. Importante destacar que os projetos são apresentados pelas empresas de distribuição e são selecionados por mecanismo competitivo.

É igualmente relevante destacar a possibilidade de separação entre fio e energia (*unbundling*) proposta pelo Decreto que definiu os marcos legais da prorrogação das concessões de distribuição de energia elétrica (Decreto nº 12.068/2024), bem como a tomada de subsídios e *roadmap* para a modernização das tarifas de distribuição de energia elétrica, de junho de 2024 (Nota Técnica nº 95/2024-STR/ANEEL).

¹⁰ Ver detalhes em <https://www.gov.br/aneel/pt-br/assuntos/noticias/2022/aneel-prorroga-cronograma-de-chamada-publica-de-sandboxes-tarifarios>.

4. A Agenda de Liberalização do Setor Elétrico Brasileiro

A maior liberdade para os consumidores negociarem e escolherem seus fornecedores de energia apresenta experiências concretas e respaldo regulatório na maioria dos países da OCDE. A maior competição na venda de energia e o aumento da eficiência entre os geradores e comercializadores proporcionam autonomia, melhor gestão de preferências e riscos por parte do consumidor. O consumidor sai de um papel passivo e assume gradativamente um papel mais ativo, podendo optar por uma variedade de produtos, níveis de qualidade, prazos e preços que melhor atendem ao seu perfil de consumo. Assim, os consumidores tendem a explorar, gradativamente, o potencial de se beneficiar de outras conveniências, como responsabilidade ambiental, qualidade de atendimento, relacionamento com seu comercializador, acesso a produtos e serviços com novas estruturas tarifárias, estratégias de contratação de energia e soluções de eficiência energética e de resposta à demanda.

As externalidades positivas da liberalização podem repercutir em todo o sistema elétrico brasileiro. No mercado atacadista de energia, a liberalização:

- i. Introduce maior concorrência na aquisição de energia;
- ii. Oferece ganhos potenciais de eficiência econômica, com efeitos sobre a produtividade das empresas;
- iii. Possibilita maior previsibilidade e transparência dos custos;
- iv. Permite a escolha da fonte de geração que atenda a metas corporativas ou pessoais em relação à sustentabilidade;
- v. Possibilita desenvolvimento de novos produtos customizados aos interesses dos consumidores;
- vi. Introduce maior liquidez tanto no atacado quanto varejo; e
- vii. Induz a modernização dos sistemas de medição, incluindo medidores inteligentes, com uma variação de novos serviços e produtos, reduzindo o peso da sobrecontratação estrutural verificada no ACR.

Por outro lado, as Consultas Públicas do MME nº 131/2022 (MME, 2022a) e nº 137/2022 (MME, 2022b), referentes à abertura de mercado, bem como a Nota Técnica nº 10/2022-SRM/ANEEL (ANEEL, 2022), apresentaram um enquadramento recente dos estudos e das questões pertinentes à abertura de mercado extensiva a todos os consumidores (incluindo os cativos), com a consolidação das diversas contribuições relativas a aprimoramentos de medidas regulatórias necessárias.

O objetivo dessas Consultas Públicas consistia na obtenção de subsídios para aprimoramentos regulatórios e referentes à abertura gradual em direção ao mercado livre. As medidas regulatórias dessa agenda se alinham às melhores práticas internacionais e às diversas dimensões dos Indicadores PMR Setor Elétrico, como será analisado a seguir. Dentre os pontos de atenção e problemas apresentados nestas consultas públicas e que necessitam de encaminhamento prévio à completa abertura, se destacam:

- i. A questão da sobrecontratação das distribuidoras e contratos legados;
- ii. Modernização da estrutura tarifária e do modelo de remuneração e faturamento das atividades, a fim de que se assegure a sustentabilidade do fio (distribuição) e da energia (comercialização varejista);
- iii. Desverticalização com separação dos negócios de distribuição, em gestão do fio e comercialização de energia;
- iv. Precificação potencialmente mais instável (volátil) com a possibilidade de aumento das tarifas para os consumidores;
- v. Vulnerabilidade dos pequenos consumidores, devido ao baixo grau de amadurecimento e dificuldades no entendimento e na gestão dos contratos de suprimento no varejo;
- vi. Custo elevado de adequação do sistema de medição de faturamento;
- vii. Problemas de inadimplência e a possibilidade de falência de comercializadores;
- viii. Risco de judicialização e arrependimentos devido às más escolhas e à assimetria de informação;
- ix. Risco sistêmico com o aumento de comercializadores e a possibilidade de efeitos contágio;
- x. Maior complexidade para regulação e fiscalização;
- xi. Garantia de remuneração adequada ao risco a ser assumido pelo supridor de última instância; e
- xii. Tratamento adequado aos REDs (Recursos Energéticos Distribuídos), incluindo a micro e minigeração distribuída.

4.1. Abertura de Mercado ao Consumidor Cativo

A agenda de aprimoramentos regulatórios para o SEB apresenta um ponto consensual: a necessidade de abertura de mercado aos consumidores cativos.

As contribuições recebidas nas Consultas Públicas indicadas anteriormente seguem a linha de permitir a opção de escolha de fornecedor, de forma voluntária, a todos os consumidores cativos, à exceção dos vulneráveis ou atendidos pela Tarifa Social de Energia Elétrica (TSEE).

Todavia, um ponto de atenção levantado diz respeito à resolução prévia das questões sobre os subsídios dados para o não pagamento integral das tarifas de uso do sistema de transmissão (TUST) e distribuição (TUSD) oferecidos aos consumidores com micro e minigeração distribuída (MMGD) que optarem pela migração. Importante ressaltar que há um entendimento consensual de que as possíveis dificuldades operacionais no cálculo dos subsídios não devem ser impeditivas à livre escolha do consumidor.

Dessa forma, para que a regulação atue de forma harmônica com a política pública definida pelo legislador, questões sobre os consumidores inadimplentes com suas obrigações junto às distribuidoras e aqueles com micro e minigeração distribuída também foram apresentadas como pontos de atenção à migração. O entendimento seria quanto à não razoabilidade da manutenção dos subsídios aos consumidores com micro e minigeração distribuída que optarem pela migração ao mercado livre, tendo em vista o risco de aprofundar ainda mais as distorções entre ACR e ACL em razão dos subsídios cruzados.

A agenda para a abertura de mercado converge com as melhores práticas internacionais e diretrizes do PMR da OCDE, que preconizam a importância da liberdade de escolha de fornecedor a todos os consumidores, ponto no qual o Brasil, até o momento atual, ainda não avançou. Pela análise dos indicadores apresentados na seção anterior, observa-se que a principal distinção do Brasil em relação aos países da OCDE recai justamente no consumidor residencial e no pequeno consumidor, que têm sua escolha de fornecimento de energia limitada à distribuidora local.

Ainda que o mercado livre de energia no Brasil já seja uma realidade para o consumidor que se enquadra em termos de consumo de energia elétrica, no ACL, os pequenos consumidores do Grupo B não se beneficiaram desse processo.

A experiência dos países da OCDE mostra que a abertura integral do mercado de energia elétrica é um componente importante para alcançar um grau de concorrência elevada, portanto a convergência nesse quesito será um grande avanço.

4.2. Subsídios Cruzados e Assimetrias entre ACR e ACL

É fato reconhecido que o SEB apresenta diversas assimetrias alocativas entre os consumidores enquadrados no ACR e ACL, como questões de contratos legados e distorções trazidas por diversos subsídios ao longo do tempo, que se opõem às melhores práticas internacionais.

Os contratos legados referem-se ao estoque já contratado de energia na carteira das distribuidoras, vigentes por mais de 20 anos. Sua origem remete à ampla reforma realizada em 2004, cujo objetivo central foi superar a falta de instrumentos e estímulos à expansão da capacidade instalada de geração e transmissão, herança direta da crise de oferta de 2001. Assim, o novo desenho de mercado, adotou, com a retomada do planejamento, via EPE, leilões de geração tendo como contrapartida os contratos de longo prazo com as distribuidoras.

Assim, as distribuidoras, a partir de uma previsão da expansão dos seus mercados, contrataram energia, através dos leilões organizados pelo poder concedente, podendo lhes ser imputadas penalidades em caso de subcontratação, o que tornou os estudos de previsão de mercado muito mais precisos. Essa dinâmica foi originada pela necessidade de garantir a demanda e o financiamento para a expansão da geração do sistema. O desenho originou, portanto, diferentes preços para o mesmo produto, em função dos projetos de novas plantas que se cadastravam. Este modelo criou, já na partida, um diferencial de tarifas menores no ACL e maiores no ACR, este último carregando a maior parte dos atributos de potência do sistema a maiores custos, como das usinas térmicas.

Deste modo, o diferencial tarifário consiste em um incentivo natural para a migração do consumidor do ACR para ACL, configurando-se em um subsídio cruzado estrutural entre os consumidores cativos e livres, com a alocação assimétrica dos custos de confiabilidade. Sem o devido tratamento isonômico dessa questão para o equilíbrio entre os mercados, o diferencial tende a se ampliar, onerando, ainda mais, os consumidores cativos.

Nesse quesito, as contribuições às consultas públicas anteriormente mencionadas propõem uma abertura escalonada e gradual, condicionada à redução dos contratos legados, como uma forma de prover consistência e estabilidade econômica e financeira ao modelo de transição. Assim, visa-se gerar o mínimo impacto na tarifa dos consumidores livres, futuros ou atuais, e daqueles que permanecerão regulados e cativos. Além de preservar os contratos firmados entre as geradoras e o BNDES que permitiram a expansão da capacidade instalada, superando a crise de 2001.

Também é apontada pelas Consultas Públicas, a necessidade de aprimoramento dos mecanismos de gestão ativa dos contratos legados, referentes à descontratação e ao gerenciamento dos contratos vigentes, como o Mecanismo de Vendas de Excedentes (MVE), o Mecanismo de Contratação de Sobras e Déficits (MCSD), entre outros, incluindo soluções para um cenário de sobras contratuais generalizadas e com possibilidades de criação de um agente centralizador (ANEEL, 2022).

Há consenso de que estes aprimoramentos não devem ser impeditivos ao processo de abertura e o reconhecimento da importância da segurança jurídica dos contratos vigentes, pilares essenciais para a atratividade dos investimentos em todo setor de infraestrutura tão estratégico para o país.

A agenda de novo desenho do mercado elétrico converge no sentido de, esgotadas as possibilidades de redução da sobrecontratação por parte das distribuidoras, se criar um encargo tarifário a ser pago por consumidores na proporção de seu consumo. A divergência, contudo, reside, obviamente, em quais consumidores deverão arcar com esse encargo. Se a proposta evoluir nesta direção, seriam eles:

- i. Todos os consumidores do ACR e do ACL;
- ii. Consumidores remanescentes do ACR; ou
- iii. Consumidores que migrarem ao ACL após a abertura.

O entendimento, correto, é que a criação de subsídios tarifários (encargos), sua modificação ou repasse para o Tesouro é matéria de política pública, não cabendo, pois, a decisão à ANEEL. Mas a questão ficou assim qualificada nas Consultas Públicas.

De modo a reduzir e evitar a sobrecontratação futura, as contribuições pontuam a importância de diminuição dos prazos contratuais da energia nova e flexibilizações dos contratos visando a descontratação, assim como a priorização da contratação via leilão de reserva de capacidade, com a alocação dos respectivos custos da segurança do suprimento a todos os consumidores (ACR e ACL).

Nesse ponto, a Lei nº 14.120/2021 trouxe o direcionamento para leilões na modalidade de reserva de capacidade, com custos repartidos por todos os usuários finais do Sistema Integrado Nacional. Esse novo arranjo está em consonância com as diretrizes de modernização do setor elétrico de separação entre lastro e energia, incorporadas ao Projeto de Lei nº 414/2021, que reduz, potencialmente, as distorções e diferenciações entre o ACR e o ACL.

Em 2021, o MME realizou o primeiro leilão de reserva de capacidade no SEB e, em 2024, instaurou uma consulta pública para estabelecer as diretrizes para a realização de um segundo leilão na forma de potência, visando promover concorrência e, sempre que possível, baseado na neutralidade tecnológica para que se tenha maior concorrência e tarifas estabelecidas observando os custos dos fornecedores mais eficientes.

A agenda proposta converge com as melhores práticas internacionais e diretrizes do PMR Setor Elétrico da OCDE, que recomendam um alinhamento das tarifas com os custos do fornecedor mais eficiente. As melhores práticas também apontam para mecanismos de recompensa de capacidade e potência, vistos como adicionais aos da geração de eletricidade para confiabilidade da expansão do sistema. É sugerido, ainda, a adoção de mecanismos competitivos via leilão, que possui maior eficiência alocativa do que o certame baseado em preços administrados, que distorcem a concorrência no mercado de geração.

A abertura de mercado aos consumidores cativos é vista como uma solução estrutural para distorções alocativas trazidas por políticas de subsídios, em especial os subsídios cruzados, como os concedidos aos consumidores livres, direta ou indiretamente, por exemplo para fontes incentivadas, mas financiados pelos consumidores cativos.

A existência de subsídios cruzados provoca um distanciamento do SEB das melhores práticas internacionais de modernização tarifária, em especial no que diz respeito à adoção de tarifas que reflitam os custos reais do sistema, comprometendo a evolução dos sinais de preço no uso das redes de distribuição ou dos custos reais de geração. Esse cenário resulta em uma ineficiência que impõe barreiras à competição, inovação e entrada de *players* mais eficientes no setor.

Destaca-se que há consenso sobre as distorções produzidas pelos subsídios cruzados, que geram preços relativos que não refletem os custos marginais dos produtos, constituindo-se em uma barreira à entrada e limitação à competição, o que gera ineficiência alocativa e aprofunda, ainda mais, as distorções de preços entre o ACR e o ACL. O tema foi incorporado ao Projeto de Lei nº 414/2021 e terá que ser equacionado previamente à abertura de mercado¹¹.

Na visão das melhores práticas internacionais, sistematizadas pela OCDE¹², os subsídios devem:

- i. Estar sujeitos a testes que assegurem que a intervenção é necessária;
- ii. Estar de acordo com os objetivos da política pública; e
- iii. Representar a melhor forma de intervenção estatal.

O Estado, ao conceder um subsídio, deveria apresentar à sociedade um estudo do tipo “Avaliação de Impacto Regulatório” (AIR), demonstrando a importância da intervenção, seus custos, os efeitos distributivos (quem ganha e quem perde) e a inexistência de alternativa menos onerosa, além de avaliações periódicas da efetividade da referida política.

¹¹ Ressalta-se o subsídio às fontes incentivadas com descontos na rede. Cabe destacar que a Lei nº 14.120/2021 estabeleceu novas diretrizes para esse subsídio, com respectiva finalização e regras de transição. No entanto, o estoque de projetos que fazem jus ao benefício até o final de suas outorgas é bastante expressivo e necessita um adequado tratamento, sem, porém, ser um impedimento ao processo de abertura.

¹² Ver OECD (2004) e OECD (2005).

No SEB, os pontos críticos observados são:

- i. A fragmentação dos subsídios custeados pela Conta de Desenvolvimento Energético (CDE), com alto grau e risco elevado de falta de transparência;
- ii. Falta de previsibilidade de despesas;
- iii. Inexistência de estudos de impacto sobre os descontos concedidos, que possibilitem a tomada de decisão quanto à manutenção ou extinção dos subsídios;
- iv. Ausência de metas e resultados a serem alcançados;
- v. Indefinição quanto aos responsáveis pela gestão das políticas subsidiadas pela CDE; e
- vi. Inexistência de um sistema de monitoramento e avaliação.

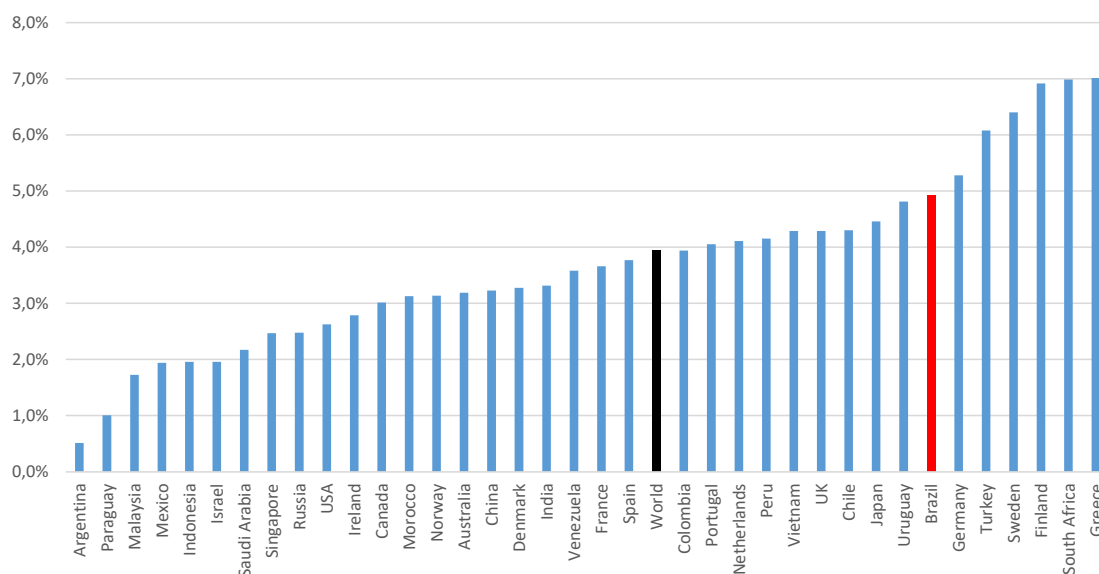
A preocupação com a escalada da CDE, que, segundo o portal Subsidiômetro da ANEEL, atingiu R\$ 40 bilhões em 2023, sua pressão na tarifa do consumidor (em especial o cativo) e os diversos projetos de leis e medidas provisórias em andamento, que resultarão em aumento da CDE¹³, prorrogando ou majorando subsídios, perpetuando a alocação ineficiente de recursos e riscos, têm motivado vários estudos, desenvolvidos pela Academia e por agentes públicos e privados, sobre a necessidade de redução estrutural das despesas da CDE¹⁴. A abertura gradual do mercado e a inserção da micro e minigeração distribuída são, devido a arbitragens regulatórias diversas, um ponto de atenção para a pressão da tarifa dos consumidores cativos, configurando a conhecida “espiral da morte”.

De fato, as tarifas de energia elétrica praticadas no Brasil, principalmente referentes aos consumidores cativos, se revelam mais altas do que a média mundial e pares latinos. Igualmente, o peso da energia elétrica na renda do brasileiro é elevado, representando cerca de 5% (tarifa *versus* consumo médio anual *per capita* normalizado pelo PIB *per capita*), o que leva o país para patamares superiores à média mundial de 4% e acima de diversos países desenvolvidos da OCDE (USA, Canadá, Espanha, França, Portugal, etc.), como ilustra a Figura 12.

¹³ Alguns exemplos são o Projeto de Lei nº 11.247/2018, o Projeto de Lei nº 624/2023, a Medida Provisória nº 1.212/2024, a Medida Provisória nº 1.234/2024 e o Projeto de Decreto Legislativo nº 365/2022.

¹⁴ Artigo sobre este tema: Castro, N. e Rocha, K. Disponível em: <https://valor.globo.com/opiniao/coluna/a-bolha-dos-subsidios-pode-estourar-o-setor-eletrico-brasileiro.ghtml>. Acesso em: 12 de jul. de 2024.

Figura 12 – Peso da Energia Elétrica na Renda *per capita*



Fonte: Elaboração própria, com dados do Statista, World Bank e GlobalPetrolPrices.com (2022).

A agenda de modernização do SEB já traz, há tempos, o objetivo de fornecimento de energia ao menor custo possível, com a racionalização dos encargos e subsídios, de modo a endereçar as respectivas distorções. Não à toa que, recentemente, o Tribunal de Contas da União (TCU) colocou a questão da “sustentabilidade tarifária de energia elétrica” na Lista de Alto Risco (LAR) da Administração Pública Federal¹⁵ e produziu diversos acórdãos sobre o tema (Acórdãos nºs 1.215/2019, 2.877/2019, 1.346/2020 e 1.905/2020).

Recomendações vão em direção à estruturação de um modelo de governança e planejamento que possibilite um completo acompanhamento de todas as políticas subsidiadas pela CDE, com avaliações periódicas da efetividade da política pública em questão, assim como ao aumento da transparência sob a ótica dos consumidores envolvidos e das fontes dos recursos e sua aplicação, previsibilidade, controle e responsabilidade de gestão.

15

Disponível em: https://portal.tcu.gov.br/data/files/1E/07/C0/FC/925628102DFE0FF7F18818A8/lista_de_alto_risco_da_administracao_publica.pdf.

4.3. Aprimoramentos Regulatórios para Abertura e Concorrência

Em relação aos novos agentes derivados de novo desenho de mercado, as contribuições às consultas públicas analisaram, com maior destaque, questões sobre:

- i. O comercializador regulado, papel exercido atualmente pelas concessionárias de distribuição (incumbentes), que ficará responsável pelos consumidores que permanecerão no ACR;
- ii. Os comercializadores varejistas (entrantes), que atenderão os consumidores varejistas que migrarão do ACR para o ACL; e
- iii. O supridor de última instância (SUI), que atenderá consumidores inativos, vulneráveis, desligados de seu supridor ou inadimplentes.

Observa-se, com base nas experiências internacionais que, para a efetiva abertura de mercado, são necessárias as seguintes condições:

- i. Livre acesso à rede elétrica;
- ii. Separação da atividade fio (distribuição) e energia (comercialização);
- iii. Modernização tarifária, com tarifas multipartes (binômias e multipartes ao invés de volumétricas); e
- iv. Separação vertical

Como condicionantes importantes para estimular a concorrência e a competição entre comercializadores varejistas.

Dentre os benefícios da separação das atividades Distribuidoras e Comercializadoras, destacam-se:

- i. Transparência de custos;
- ii. Equilíbrio econômico-financeiro das atividades de fio e energia, com a racionalização dos respectivos fluxos financeiros;
- iii. Adequada remuneração dos novos serviços;
- iv. Racionalização e mitigação dos subsídios cruzados entre ambientes livre e regulado; e
- v. Melhor posicionamento das distribuidoras para enfrentar novos desafios de mercado, derivados do processo de transição energética e aproveitar as oportunidades tecnológicas.

Nota-se que as contribuições às consultas públicas sinalizaram na direção de previsão contratual segundo a qual a concessionária de distribuição irá desempenhar o papel de comercializador regulado, sendo natural o exercício dessa atividade e vista como uma solução de menor complexidade e menores

custos de transação. Pontua-se, ainda, que há diversos arranjos possíveis para a implementação do SUI, tanto na definição do prestador do serviço quanto dos consumidores elegíveis. Usualmente, o serviço é prestado pelo comercializador regulado, que, na maior parte das vezes, é a distribuidora local, solução apontada em um primeiro momento como a de menor complexidade.

Importante ressaltar que o Projeto de Lei nº 414/2021 estabelece a necessidade de representação, perante a CCEE, de consumidores varejistas, com carga inferior a 500 kW, por agente varejista¹⁶. Além disso, o projeto de lei prevê prazos (42 meses) para o Poder Executivo apresentar um plano de ações para a extinção integral do requisito mínimo de carga para consumidores de baixa tensão, incluindo a regulamentação do SUI também no que se refere às condições econômicas e financeiras para a viabilidade e sustentabilidade dessa atividade, entendida como temporária e passível de maiores custos.

A separação da atividade fio (distribuição) e energia (comercialização) converge com as melhores práticas internacionais e diretrizes do PMR, conforme analisado na seção anterior. A racionalidade ampara-se no livre acesso às estruturas de rede (no caso distribuição, TPA), requisito fundamental para estimular concorrência e a competição no processo de abertura de mercado. As diretrizes estão em consonância com as praticadas nos países desenvolvidos. No que tange ao grau de separação vertical, em alguns mercados, o paradigma seria a separação:

- i. Total de propriedade dos ativos;
- ii. Jurídica;
- iii. Operacional; e
- iv. Contábil.

Nessa ordem de preferência, além do estímulo à plena concorrência.

Na separação contábil, os lucros e as perdas são contabilizados em balanços distintos para linhas de negócios específicas.

Na separação operacional, cada negócio deve ser operado separadamente, com gestão e tomada de decisões independentes no que diz respeito à operação, sem requerer, porém, conselhos de administração próprios.

¹⁶ Observar que a PRT MME 50/22 já permite a migração, por meio do comercializador varejista, de consumidores com carga abaixo de 500 KW, desde que sejam pertencentes ao Grupo A.

Na separação jurídica, as linhas de negócios escolhidas devem ser separadas em entidades jurídicas distintas, com conselhos de administração, gestão e tomada de decisão no que diz respeito à operação independentes. Finalmente, na separação de propriedade, a operação ocorre por empresas distintas.

Nas contribuições às consultas públicas foram identificadas posições de alguns agentes que defendem que a separação seja efetivada previamente à abertura do mercado, de forma a corrigir distorções existentes no modelo atual. O entendimento mais geral, todavia, enfatiza o fato de que a decisão sobre a separação das atividades é uma medida legal, fora do âmbito regulatório.

De todo modo, o processo de desverticalização é visto como um processo de amadurecimento, com a possibilidade de se estabelecer um cronograma. A desverticalização com a separação contábil, proposta no Projeto de Lei nº 414/2021, é vista, pelo menos inicialmente, como fundamental e benéfica para o processo de abertura e em conformidade às melhores práticas internacionais, conforme examinado na seção anterior. Destaca-se que, na maioria dos países desenvolvidos que já implementaram a abertura do mercado aos consumidores cativos, se observa a separação operacional e jurídica, ou a separação de propriedade dos ativos.

4.4. Transparência e Simplificação das Tarifas

Atualmente, os consumidores livres arcam com o pagamento de uma ou mais faturas de energia junto ao(s) seu(s) supridor(es) de energia e de uma fatura devida à concessionária de distribuição ou transmissão, além dos créditos ou débitos na liquidação financeira realizada na CCEE.

Neste sentido, a agenda de contribuições analisou a necessidade de simplificação e os modelos de tarifa e faturamento (único ou separado) recomendados aos consumidores varejistas nesse novo desenho de mercado.

As vantagens identificadas a partir de uma tarifa única são:

- i. Facilidade de identificação de inadimplências;
- ii. Simplicidade do processo de faturamento;
- iii. Facilidade de entendimento e gestão por parte do consumidor; e
- iv. Redução de custos de cobrança.

Entre os pontos de atenção, considera-se que:

- i. A unificação da fatura é ponto importante, porém não deve ser um requisito condicionante à abertura de mercado;
- ii. Há a necessidade de adequações dos sistemas comerciais e processos entre as distribuidoras e comercializadores;
- iii. Há questões a serem endereçadas e relacionadas ao tratamento tributário, principalmente quando a distribuidora e o comercializador estiverem em diferentes estados;
- iv. Há questões relacionadas à inadimplência e transferência de valores entre distribuidoras e comercializadores, que devem ser minimamente equacionadas para evitar judicialização; e
- v. Há um aumento de complexidade para o consumidor no que diz respeito à gestão de diversas faturas, impondo elevado risco de desestímulo à migração.

Na agenda de contribuições foram feitas menções a diversos arranjos relacionados ao faturamento, entre os quais a opção de unificação da fatura mediante solicitação do consumidor e a manutenção da fatura separada como opção automática (*default*) ou vice-versa.

Com relação aos requisitos técnicos, como a necessidade de trocas de medidores para a abertura do mercado, as contribuições destacaram a possibilidade de migração com a estrutura de medição atual, através de tratamento de dados ou agregadores. Há o reconhecimento das vantagens da utilização de um sistema de medidores inteligentes (*smart meters*), porém, para a CCEE, não é uma condição imprescindível para viabilizar a abertura do mercado livre a troca dos medidores do Grupo B atualmente utilizados. Entretanto, é recomendável a discussão acerca de metodologias para o tratamento dos dados a partir dos medidores atuais, de forma a evitar que seja uma barreira técnica ou econômica à abertura.

Diversos arranjos com relação à alocação dos custos para a substituição dos medidores foram sugeridos:

- i. Substituição a ser realizada somente na migração, com os custos arcados pelo próprio consumidor e as distribuidoras responsáveis pela sua instalação e manutenção;
- ii. Substituição massiva através de programas elaborados pelas distribuidoras, com os custos repassados às tarifas; e
- iii. Variações desses arranjos, como substituição realizada somente na migração, com os custos arcados pelo comercializador/varejista e as distribuidoras responsáveis pela sua instalação e manutenção.

Reconhece-se uma nova dinâmica competitiva com novos negócios e variações de produtos e escopos, com a possibilidade de o agente comercializador varejista optar por realizar investimentos complementares ou arcar com a diferença de custos de medidores e soluções inteligentes, de forma a viabilizar novas oportunidades de negócios e o aprimoramento do relacionamento com o consumidor final.

Como maneira de minimizar a assimetria de informação, há recomendações de campanhas de conscientização, de modo a proporcionar ao consumidor condições para tomada da melhor decisão possível e, assim, mitigar as incertezas associadas ao processo.

As contribuições foram no sentido de estabelecer um mercado varejista plenamente competitivo, com:

- i. Formatação de um produto padrão divulgado na internet, que permita a simulação e comparação de produtos razoavelmente padronizados, possibilitando uma escolha consciente dos custos, benefícios e riscos envolvidos;
- ii. Regulamentação contra abusos de poder de mercado e acesso à informação dos consumidores;
- iii. Estabelecimento de canais de atendimentos acessíveis para os pequenos consumidores que atuem como disseminadores de informação, contribuindo para a transparência e capacitação dos consumidores acerca dos respectivos direitos e deveres;
- iv. Definição de padrões contratuais mínimos que explicitem as implicações acordadas, visando a potencialização e simplificação do processo de migração;
- v. Proteção ao consumidor vulnerável, que não deve ser exposto a decisões excessivamente complexas; e
- vi. Atuação visando a segurança do mercado, com o monitoramento da concentração e a regulação dos comercializadores varejistas, definindo-se critérios de entrada, manutenção e saída.

A maioria das recomendações propostas estão inseridas no Projeto de Lei nº 414/2021 e se alinham à transparência de cálculo de consumo e de tarifa referida e qualificada nos Indicadores PMR Setor Elétrico da OCDE, conforme análise na seção anterior.

5. Considerações Finais

As recomendações para aprimoramentos regulatórios visando o processo de abertura do mercado tem como objetivo central promover e estimular uma efetiva competição no segmento de comercialização/geração, converge às melhores práticas internacionais referidas e qualificadas nos Indicadores PMR Setor Elétrico da OCDE.

De forma resumida, a análise e sistematização das contribuições às consultas públicas permitem consolidar as seguintes recomendações:

- i. Abertura gradual do mercado, com um cronograma coerente para a redução dos contratos legados, e aprimoramentos relativos à gestão e capacidade das distribuidoras de gerenciarem seus contratos, de forma a minimizar os efeitos da sobrecontratação atual e futura;
 - ii. Expansão dos investimentos em plantas geradoras, geração através de leilões para reserva de capacidade, incluindo a contratação de recursos/serviços adicionais como potência ou flexibilidade;
 - iii. Aprimoramentos no que diz respeito à alocação dos custos relacionados à abertura de mercado, sem onerar as tarifas dos consumidores que permanecerem no ACR e com a repartição dos custos referentes à confiabilidade do sistema para todos os tipos de consumidores (ACR e ACL);
 - iv. Racionalização e diminuição dos subsídios e encargos tarifários vigentes, em especial atenção para os subsídios cruzados e da CDE;
 - v. Separação das atividades de fio (distribuição) e energia (comercialização), inicialmente na forma contábil, com possível evolução à separação de propriedade, e o estabelecimento de tarifas que assegurem a viabilidade econômico-financeira de cada atividade;
 - vi. Implementação da tarifa multipartes (binômica) para consumidores de baixa tensão, com transparência de consumo e cálculo, simplificação e formatação de produto padronizado e adoção gradativa em direção aos medidores inteligentes;
 - vii. Definição de regras de suspensão e religamento de fornecimento a serem aplicadas para os consumidores inadimplentes ou que se enquadrarem em uma categoria vulnerável;
 - viii. Implementação de um amplo programa de comunicação, detalhando regras, riscos, oportunidades, responsabilidades e deveres associados à migração, de forma a potencializar e simplificar o processo de migração;
- e

- ix. Aprimoramento de instrumentos de segurança do mercado, com pleno acesso às estruturas de rede, contínuo monitoramento da concentração de mercado e fomento de práticas e ambientes competitivos no varejo.

Considerando que o mercado de consumidores cativos é composto por 90 milhões de unidades consumidoras e representou 60% do consumo total de energia elétrica em 2022, de acordo com dados da EPE (2023), conclui-se que o potencial de ganhos de eficiência e de bem-estar (*lato senso*) para a população brasileira é elevado, já que essa categoria pode se beneficiar do processo de liberalização do SEB.

As melhores práticas internacionais reconhecem que estruturas regulatórias que facilitam a competição, estimulam a produtividade e incentivam a alocação eficiente de recursos, tendem a impulsionar o desenvolvimento econômico e social, com benefícios de natureza diversa sobre o investimento, o emprego, o crescimento econômico e a renda *per capita*.

Assim, o propósito deste estudo foi desenvolver uma análise que resultasse em um enquadramento e base analítica fundamentada por uma avaliação das melhores práticas internacionais dos diferentes desenhos de mercado, com a finalidade de subsidiar inovações e novos desenhos regulatórios frente à abertura inexorável do mercado elétrico brasileiro.

Objetiva-se, dessa forma, prover ao formulador de políticas públicas, à Academia e os agentes privados (*stakeholders* do setor) uma base empírica sólida que possa servir para aprimorar e identificar os aspectos essenciais nas próximas reestruturações e reformas necessárias e imprescindíveis para a definição de um novo desenho do mercado elétrico do Brasil.

Tomou-se, como ponto de partida, a exploração da base de dados da OCDE, conhecida como Regulação de Produtos de Mercado (*Product Market Regulation – PMR*), para o setor de energia elétrica, analisados à luz das reformas liberalizantes e das estruturas de governança regulatória de países selecionados. Buscou-se, então, derivar conclusões que possam servir para mapear as etapas necessárias ao alcance dos objetivos de eficiência, equidade e sustentabilidade, preconizado pelo ODS 7, em um processo de liberalização do setor elétrico brasileiro.

Pela análise dos indicadores regulatórios PMR da OCDE, verificou-se que uma das principais diferenças do SEB em relação aos países da OCDE diz respeito ao status do pequeno consumidor, que tem sua escolha de fornecimento de energia limitada e restrita, exclusivamente, para a sua distribuidora local.

Assim, ainda que o mercado livre de energia no Brasil já seja uma realidade para o consumidor que se enquadra no ACL, os pequenos consumidores de baixa tensão não se beneficiaram do processo de liberalização.

A experiência dos países da OCDE demonstra que a abertura integral do mercado de energia elétrica é um componente importante para se alcançar um grau de concorrência elevada. Portanto, a abertura gradual do mercado aos consumidores de baixa tensão (cativos), dando-lhes a opção de escolherem seus fornecedores e comercializadores de energia, será um grande avanço.

As iniciativas legais em curso no Congresso Brasileiro, em alguma medida, buscam criar condições para abertura do mercado dos consumidores de baixa tensão. Por exemplo, o Projeto de Lei nº 414/2021 caminha nessa direção, ao dar liberdade ao pequeno consumidor de escolher o seu fornecedor, mediante um cronograma de abertura que aproximará o padrão regulatório do SEB aos padrões praticados nos países da OCDE.

A incorporação dessa classe de consumidor ao mercado livre de energia permitirá, potencialmente, uma maior escolha e flexibilidade nos contratos negociados com os comercializadores, possibilitando custos tarifários menores. Está proposto, também, a portabilidade da fatura de energia entre as distribuidoras, aumentando a competitividade e com o provável efeito de redução da tarifa.

Destaca-se que o Brasil apresenta uma tarifa mais elevada do que a média mundial (um paradoxo, considerando a competitividade brasileira em relação às fontes renováveis a baixo custo), o que gera efeitos negativos sobre a competitividade das pequenas empresas e sobre a renda real dos consumidores. Ao comparar o peso da componente eletricidade no orçamento do brasileiro, o cenário é ainda mais revelador, já que ele representa cerca de 5% (tarifa *versus* consumo médio anual *per capita* normalizado pelo PIB *per capita*), levando o país a patamares superiores à média mundial de 4% e acima de diversos países desenvolvidos da OCDE (USA, Canadá, Espanha, França e Portugal).

Dessa forma, a racionalização dos encargos e subsídios crescentes, que representaram R\$ 40 bilhões, em 2023, segundo o portal Subsidiômetro da ANEEL e oneram sobremaneira a tarifa dos consumidores (em especial dos cativos), é um pré-requisito reconhecido para a efetiva e eficiente abertura de mercado e agenda de modernização do setor.

Outras questões a serem endereçadas para uma efetiva abertura de mercado que merecem ser contempladas:

- i. Um cronograma coerente com a redução dos contratos legados e aprimoramentos relativos à capacidade das distribuidoras de gerenciarem seus contratos, de modo a minimizar os efeitos da sobrecontratação atual e futura;
- ii. A expansão da geração via leilões de contratação de reserva de capacidade, com a contratação de recursos adicionais como potência ou flexibilidade;
- iii. A separação das atividades de fio (distribuição) e energia (comercialização), inicialmente na forma contábil, com possível evolução à separação de propriedade, e o estabelecimento de tarifas que assegurem a viabilidade econômico-financeira de cada atividade;
- iv. A implementação da tarifa multipartes (binômica) para consumidores de baixa tensão, com transparência de consumo e cálculo, simplificação e formatação de produto padronizado e o estabelecimento de um amplo programa de comunicação, detalhando regras, riscos, oportunidades, responsabilidades e deveres associados à migração;
- v. O aprimoramento da segurança do mercado, com pleno acesso às estruturas de rede; e
- vi. O contínuo monitoramento da concentração de mercado e fomento de práticas e ambientes competitivos no varejo.

Todas essas questões, como detalhadas na análise dos PMR dos países da OCDE, são fundamentais para o êxito de um processo efetivo de liberalização e redesenho do mercado. Conforme mostra a evolução da experiência internacional apresentada neste trabalho, em que ocorreu a abertura integral do mercado livre de energia elétrica, conclui-se que o Brasil ainda apresenta um desenvolvimento tardio em relação aos países da OCDE.

A abertura para a baixa tensão irá possibilitar a redução dos custos finais de energia elétrica para os consumidores, desde que o marco regulatório conduza a uma concorrência efetiva entre os agentes comercializadores e geradores e ao livre acesso à rede a partir de tarifas reguladas estabelecidas de forma justa pela ANEEL, e haja um marco de governança aprimorado pelas novas circunstâncias.

Finalmente, cabe ressaltar que a abertura completa do mercado de energia é um processo em amadurecimento constante nos diversos países, em razão dos impactos e desafios associados com a transição energética, que se fará mais presente e constante nos espaços geográficos atendidos pelas distribuidoras.

Mesmo em países que avançaram nesse processo, existem iniciativas em curso para tornar seus mercados ainda mais eficientes e competitivos, com maior engajamento dos pequenos consumidores e constante preocupação em relação à competitividade do setor varejista, se configurando em um processo dinâmico com diversas heterogeneidades a nível interno.

A ampliação da agenda no Século XXI para o setor energético, tanto pelo ODS 7 quanto pelo impacto das suas emissões de GEE, impõe a modificação e adaptação apropriada dos marcos regulatórios. As políticas energéticas passam a ter que incorporar não só a segurança energética e a busca da eficiência, como também a produção e o uso de energia de forma ambientalmente correta, buscando uma trajetória de descarbonização. Essa transformação dos sistemas energéticos para cumprir uma agenda social-ambiental demanda uma reformulação das políticas energéticas, ao mesmo tempo em que mantém os objetivos originais de aumento da concorrência e eficiência nos segmentos onde seja benéfico socialmente.

Nessa agenda ampliada, a transição energética deve ter uma função central nos marcos apropriados de reformas. O papel do Estado continuará sendo de importância fundamental para alcançar a segurança energética, a eficiência e a sustentabilidade, principalmente nas funções de planejamento, coordenação e regulação, atuando como indutor do ODS 7. O Brasil, destaca-se, ainda possui ganhos potenciais a serem auferidos com as próximas etapas de liberalização do setor elétrico, em especial pela qualidade de sua matriz elétrica, uma das mais renováveis do mundo.

Referências Bibliográficas

- ACER, Agency for the Cooperation of Energy Regulators (2023). Energy Retail and Consumer Protection 2023 Market Monitoring Report.
- Acemoglu, D.; Robinson, J. (2010). The Role of Institutions in Growth and Development. *Review of Economics and Institutions*, vol. 1 (2).
- ANEEL, Agência Nacional de Energia Elétrica (2022). Nota Técnica nº 10/2022-SRM/ANEEL. 2022. Disponível em: https://antigo.mme.gov.br/c/document_library/get_file?uuid=f299f076-782e-07db-fb04-8889058b0b9a&groupId=36090.
- Bahar e Sauvage (2013). Cross Border Trade in Electricity: Lessons from Europe. OECD Trade and Environment Working Papers nº 2013/02, Paris, OECD.
- Banco Mundial (2019). Rethinking Power Sector Reform in the Developing World, World Bank.
- CMA (2016). Energy Market Investigation: Final Report.
- CPI (2014). Moving to a Low Carbon Economy: The Impact of Policy Pathways on Fossil Fuel Asset Values. CPI Energy Transition Series.
- EPE, Empresa de Pesquisa Energética (2023). Anuário Estatístico de Energia Elétrica. 2023.
- FMI, Fundo Monetário Internacional (2020). State-Owned Enterprises: The Other Government. Capítulo 3, em Monitor Fiscal, Abril.
- Haas, R. *et al.* (2006). Competition in the Continental European Electricity Market: Despair or Work in Progress. In Sioshansi, F.; Pfaffenberger, W. eds., *Electricity Market Reform: An International Perspective*. Elsevier, pp. 265-316.
- IEA, International Energy Agency (2016). Re-powering Markets: Market Design and regulation during the transition to low carbon power systems. Paris, OECD.
- IPEA, Instituto de Pesquisa Econômica Aplicada (2019). Cadernos ODS: ODS 7.
- Joskow P. L. (2008). Lessons Learned from Electricity Market Liberalization. *The Energy Journal*, Special Issue, The Future of Electricity: papers in Honour of David Newbery.
- Joskow, P. L. (2006a). Markets for Power in the U.S.: An Interim Assessment. *The Energy Journal*, 27(1), pp. 1-36.
- Joskow, P. L. (2006b). Introduction to Electricity Sector Liberalization: Lessons Learned from Cross-Country Studies. In Sioshansi, F.; Pfaffenberger, W. *Electricity Market Reform: An International Perspective*, pp. 1-32.
- Kowalski, P.; K. Perepechay (2015). International Trade and Investment by State Enterprises. OECD Trade Policy Papers no 184, Paris, OECD.
- Littlechild, S. C. (2002). Competition in retail electricity supply. *Journal des économistes et des études Humaines*, 12(2).

Littlechild, S. C. (2018). The regulation of retail competition in US residential electricity markets. Report 28, February 2018. Disponível em: <https://www.eprg.group.cam.ac.uk/report-the-regulation-of-retail-competition-in-us-residential-electricity-markets-by-s-littlechild/>.

MME, Ministério de Minas e Energia. Consulta Pública nº 131, de 26/07/2022. 2022a. Disponível em: [MME \(2022a\)](#).

MME, Ministério de Minas e Energia. Consulta Pública nº 137, de 03/10/2022. 2022b. Disponível em: [MME \(2022b\)](#).

Moselle, B.; Black, D. (2011). Economist's Note. Vertical Separation as an Appropriate Remedy. *Journal of European Competition Law & Practice*, vol. 2, n. 1.

Musacchio, A.; S. Lazarini (2014). Reinventando o Capitalismo de Estado: O Leviatã nos negócios. Brasil e outros países, Portfolio-Penguin.

OCDE, Organização para a Cooperação e Desenvolvimento Econômico (2005). Environmentally Harmful Subsidies. Challenges for Reform.

OCDE, Organização para a Cooperação e Desenvolvimento Econômico (2014). The Size and Sectoral Distribution of SOEs in OECD and Partner Countries, Paris, OECD.

OCDE, Organização para a Cooperação e Desenvolvimento Econômico (2015). Ownership and Governance of State-Owned Enterprises. A Compendium of National Practices, Paris, OECD.

OCDE, Organização para a Cooperação e Desenvolvimento Econômico (2016). State-owned enterprises as global competitors. Em *State-Owned Enterprises as Global Competitors: A Challenge or an Opportunity?* Paris, OECD.

OCDE, Organização para a Cooperação e Desenvolvimento Econômico (2020). The COVID-19 crisis and state ownership in the economy: Issues and policy. Paris, OECD.

OCDE, Organização para a Cooperação e Desenvolvimento Econômico (2023). Indicators of Product Market Regulation. Disponível em: <https://www.oecd.org/en/topics/sub-issues/product-market-regulation.html>.

OECD, Organização para a Cooperação e Desenvolvimento Econômico (2004). Competition Policy in Subsidies and State Aid, *OECD Journal: Competition Law and Policy*, vol. 6/1.

OECD, Organização para a Cooperação e Desenvolvimento Econômico (2012). Recommendation of the Council on Regulatory Policy and Governance. OECD Publishing Paris. Disponível em: <https://doi.org/10.1787/9789264209022-en>.

Pepermans, G. (2018). European energy market liberalization: experiences and challenges. Pepermans, G. *European energy market liberalization: experiences and challenges*. *International Journal of Economic Policy Studies* 13, pp. 3–26.

Poudineh, R. (2019). Liberalized retail electricity markets: What we have learned after two decades of experience? OIES Paper: EL 38. The Oxford Institute for Energy Studies.

Raineri, R. (2006). Chile: Where it All Started. In Sioshansi, F.; Pfaffenberger, W. Electricity Market Reform: An International Perspective. Elsevier, pp. 77-108.

Robinson; Keay (2017). Managing Electricity Decarbonisation: Learning from experience - the cases of the UK and Spain.

Torso *et al.* (2011). National Oil Companies and Value Creation. World Bank Working Paper n° 218, World Bank.

Waddams, C.; ZHU, M. (2016). Empirical Evidence of Consumer Response in Regulated Markets. J. Compet. Law Economics.

Wehrle, F.; Pohl, J. (2016). Investment Policies Related to National Security: A Survey of Country Practices. OECD Working Papers on International Investment, Paris, OECD.



Grupo de Estudos do Setor elétrico

Gesel

Toda a produção acadêmica e científica do GESEL está disponível no site do Grupo, que também mantém uma intensa relação com o setor através das redes sociais Facebook e Twitter.

Destaca-se ainda a publicação diária do IFE - Informativo Eletrônico do Setor Elétrico, editado deste 1998 e distribuído para mais de 10.000 usuários, onde são apresentados resumos das principais informações, estudos e dados sobre o setor elétrico do Brasil e exterior, podendo ser feita inscrição gratuita em <http://cadastro-ife.gesel.ie.ufrj.br>

GESEL – Destacado think tank do setor elétrico brasileiro, fundado em 1997, desenvolve estudos buscando contribuir com o aperfeiçoamento do modelo de estruturação e funcionamento do Setor Elétrico Brasileiro (SEB). Além das pesquisas, artigos acadêmicos, relatórios técnicos e livros – em grande parte associados a projetos realizados no âmbito do Programa de P&D da Aneel – ministra cursos de qualificação para as instituições e agentes do setor e realiza eventos – work shops, seminários, visitas e reuniões técnicas – no Brasil e no exterior. Ao nível acadêmico é responsável pela área de energia elétrica do Programa de Pós-Graduação em Políticas Públicas, Estratégias e Desenvolvimento do Instituto de Economia (PPED) do Instituto de Economia da UFRJ

ISBN: 978-65-86614-94-7

SITE: gesel.ie.ufrj.br

LINKEDIN: [linkedin.com/company/gesel-grupo-de-estudos-do-setor-elétrico-ufrj](https://www.linkedin.com/company/gesel-grupo-de-estudos-do-setor-elétrico-ufrj)

INSTAGRAM: [instagram.com/geselufrj](https://www.instagram.com/geselufrj)

FACEBOOK: [facebook.com/geselufrj](https://www.facebook.com/geselufrj)

TWITTER: twitter.com/geselufrj



ENDEREÇO:

UFRJ - Instituto de Economia,
Campus da Praia Vermelha.

Av. Pasteur 250, sala 226 - Urca.
Rio de Janeiro, RJ - Brasil.
CEP: 22290-240